

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

8 juillet 2020

**LA MISE EN ŒUVRE
DU MÉCANISME DE
RÉMUNÉRATION DE CAPACITÉ
POUR LE MARCHÉ DE
L'ÉLECTRICITÉ: ÉTAT DES LIEUX**

Échange de vues

RAPPORT

FAIT AU NOM DE LA COMMISSION
DE L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT
ET DU CLIMAT
PAR
M. Michel DE MAEGD

Voir:

Doc 55 **0688/ (2019/2020)**:
001 à 003: Rapports.

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

8 juli 2020

**DE UITVOERING VAN HET
CAPACITEITSVERGOEDINGS-
MECHANISME VOOR DE
ELEKTRICITEITSMARKT: STAND
VAN ZAKEN**

Gedachtewisseling

VERSLAG

NAMENS DE COMMISSIE
VOOR ENERGIE, LEEFMILIEU
EN KLIMAAT
UITGEBRACHT DOOR
DE HEER **Michel DE MAEGD**

Zie:

Doc 55 **0688/ (2019/2020)**:
001 tot 003: Verslagen.

02823

**Composition de la commission à la date de dépôt du rapport/
Samenstelling van de commissie op de datum van indiening van het verslag**
Président/Voorzitter: Bram Delvaux

A. — Titulaires / Vaste leden:

N-VA	Yngvild Ingels, Wouter Raskin, Bert Wollants
Ecolo-Groen	Samuel Cogolati, Sarah Schlitz, Tinne Van der Straeten
PS	Malik Ben Achour, Mélissa Hanus, Daniel Senesael
VB	Kurt Ravyts, Reccino Van Lommel
MR	Michel De Maegd, Benoît Friart
CD&V	Sammy Mahdi
PVDA-PTB	Thierry Warmoes
Open Vld	Bram Delvaux
sp.a	Kris Verduyck

C. — Membre sans voix délibérative / Niet-stemgerechtigd lid:

cdH	Georges Dallemagne
-----	--------------------

B. — Suppléants / Plaatsvervangers:

Tomas Roggeman, Jan Spooren, Anneleen Van Bossuyt, Kristien Van Vaerenbergh
Séverine de Laveleye, Barbara Creemers, Albert Vicaire, Evita Willaert
Christophe Lacroix, Patrick Prévot, Eliane Tillieux, Laurence Zanchetta
Ortwin Depoortere, Nathalie Dewulf, Erik Gilissen
Mathieu Bihet, Emmanuel Burton, Benoît Piedboeuf
Jan Briers, Leen Dierick
Greet Daems, Raoul Hedeboom
Vincent Van Quickenborne, Kathleen Verhelst
Meryame Kitir, Joris Vandenbroucke

N-VA	: Nieuw-Vlaamse Alliantie
Ecolo-Groen	: Ecologistes Confédérés pour l'organisation de luttes originales – Groen
PS	: Parti Socialiste
VB	: Vlaams Belang
MR	: Mouvement Réformateur
CD&V	: Christen-Democratisch en Vlaams
PVDA-PTB	: Partij van de Arbeid van België – Parti du Travail de Belgique
Open Vld	: Open Vlaamse liberalen en democraten
sp.a	: socialistische partij anders
cdH	: centre démocrate Humaniste
DéFI	: Démocrate Fédéraliste Indépendant
INDEP-ONAFH	: Indépendant - Onafhankelijk

Abréviations dans la numérotation des publications:		Afkorting bij de numerering van de publicaties:	
DOC 55 0000/000	Document de la 55 ^e législature, suivi du numéro de base et numéro de suivi	DOC 55 0000/000	Parlementair document van de 55 ^e zittingsperiode + basisnummer en volgnummer
QRVA	Questions et Réponses écrites	QRVA	Schriftelijke Vragen en Antwoorden
CRIV	Version provisoire du Compte Rendu Intégral	CRIV	Voorlopige versie van het Integraal Verslag
CRABV	Compte Rendu Analytique	CRABV	Beknopt Verslag
CRIV	Compte Rendu Intégral, avec, à gauche, le compte rendu intégral et, à droite, le compte rendu analytique traduit des interventions (avec les annexes)	CRIV	Integraal Verslag, met links het definitieve integraal verslag en rechts het vertaald beknopt verslag van de toespraken (met de bijlagen)
PLEN	Séance plénière	PLEN	Plenum
COM	Réunion de commission	COM	Commissievergadering
MOT	Motions déposées en conclusion d'interpellations (papier beige)	MOT	Moties tot besluit van interpellaties (beigegekleurig papier)

SOMMAIRE	Pages
A. RÉUNION DU 6 MAI 2020	4
I. Exposés introductifs des membres du comité de suivi CRM	4
II. Échange de vues.....	11
B. PROCÉDURE ÉCRITE	12
C. RÉUNION DU 3 JUIN 2020	13
I. Exposés introductifs des membres du comité de suivi CRM et du prof. Dr. Wim Thiery, VUB.....	13
II. Échange de vues.....	22
A. Répliques des invités.....	22
B. Questions et observations des membres	25
C. Réponses des invités.....	41
D. Réponses de la ministre de l'Énergie	61
E. Répliques des membres	65
Annexes A.1 tot A.3, B.1 tot B.5 en C.1 tot C.6	69

INHOUD	Blz.
A. VERGADERING VAN 6 MEI 2020	4
I. Inleidende uiteenzettingen door de leden van het opvolgingscomité CRM	4
II. Gedachtewisseling	11
B. SCHRIFTELIJKE PROCEDURE	12
C. VERGADERING VAN 3 JUNI 2020	13
I. Inleidende uiteenzettingen door de leden van het opvolgingscomité CRM en van prof. Dr. Wim Thiery, VUB	13
II. Gedachtewisseling	22
A. Replieken van de genodigden	22
B. Vragen en opmerkingen van de leden	25
C. Antwoorden van de genodigden.....	41
D. Antwoorden van de minister van Energie	61
E. Replieken van de leden	65
Bijlagen A.1 tot A.3, B.1 tot B.5 en C.1 tot C.6	69

MESDAMES, MESSIEURS,

Votre commission a consacré ses réunions des 6 mai 2020 et 3 juin 2020 à une audition au sujet de la mise en oeuvre du mécanisme de rémunération de capacité pour le marché de l'électricité. À cette occasion, elle a entendu les membres suivants du Comité de suivi CRM:

— Mmes Katrien Selderslaghs, Sigrid Jourdain et Amélie Gillet, DG Énergie, SPF Économie, assistées par M. Luc Vercruyssen, consultant PwC;

— MM. Koen Locquet, Andreas Tirez et Laurent Jacquet, comité de direction de la CREG;

— Mme Pascale Fonck, *Chief Officer External Relations*, et M. James Matthys-Donnadieu, *Head Market Development*, Elia.

Au cours de chacune de ces réunions, un échange de vues a eu lieu avec la ministre de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat, Mme Marie-Christine Marghem.

Entre les deux réunions, une procédure écrite a été instaurée entre les membres de la commission et les membres du Comité de suivi CRM.

Au cours de la réunion du 3 juin 2020, la commission a également entendu le Prof. Dr. Wim Thiery et le Dr. Sebastian Hendrik Sterl, KULeuven-VUB, à propos de l'étude qu'ils ont publiée sur la diminution du nombre de jours très froids en Belgique et l'impact de cette donnée sur la sécurité d'approvisionnement énergétique.

A. RÉUNION DU 6 MAI 2020

I. — EXPOSÉS INTRODUCTIFS DES MEMBRES DU COMITÉ DE SUIVI CRM

Les membres du Comité de suivi CRM ont donné un aperçu de l'état d'avancement des travaux à l'aide de différentes présentations PowerPoint:

— exposé introductif de Mmes Katrien Selderslaghs, Sigrid Jourdain et Amélie Gillet, Direction générale Énergie (ci-après: DG Énergie) du SPF Économie: état d'avancement des arrêtés royaux d'exécution de la loi CRM préparés par la DG Énergie;

DAMES EN HEREN,

Uw commissie heeft tijdens haar vergaderingen van 6 mei 2020 en 3 juni 2020 over de stand van zaken betreffende de uitvoering van het capaciteitsvergoedingsmechanisme voor de elektriciteitsmarkt, een hoorzitting gehouden met de volgende leden van het Opvolgingscomité CRM:

— de dames Katrien Selderslaghs, Sigrid Jourdain en Amélie Gillet, AD Energie, FOD Economie, bijgestaan door de heer Luc Vercruyssen, consultant PwC;

— de heren Koen Locquet, Andreas Tirez en Laurent Jacquet, directiecomité van de CREG;

— Mevrouw Pascale Fonck, *Chief Officer External Relations*, en de heer James Matthys-Donnadieu, *Head Market Development* van Elia.

Er werd tijdens deze vergaderingen telkens een gedachtewisseling gehouden met de aanwezige minister van Energie, Leefmilieu en Klimaat, mevrouw Marie-Christine Marghem.

Tussen de beide vergaderingen in werd een schriftelijke procedure gehanteerd tussen de commissieleden en de leden van het Opvolgingscomité CRM.

Tijdens de vergadering van 3 juni 2020 werden tevens Prof. Dr. Wim Thiery en Dr. Sebastian Hendrik Sterl, KULeuven-VUB, gehoord over hun gepubliceerd onderzoek naar de afname van het aantal zeer koude dagen in België en de impact van dit gegeven op de energiebevoorradingszekerheid.

A. VERGADERING VAN 6 MEI 2020

I. — INLEIDENDE UITEENZETTINGEN DOOR DE LEDEN VAN HET OPVOLGINGSCOMITÉ CRM

De leden van het Opvolgingscomité CRM hebben een overzicht gegeven van de stand van zaken van de werkzaamheden aan de hand van verschillende tekstprojecties:

— inleidende uiteenzetting door de dames Katrien Selderslaghs, Sigrid Jourdain en Amélie Gillet, Algemene Directie Energie (hierna: AD Energie) van de FOD Economie: stand van zaken van de koninklijke besluiten ter uitvoering van de CRM-wet die door de AD Energie worden voorbereid;

— exposé introductif de M. Koen Locquet, directeur administratif et président f.f. du comité de direction de la CREG, M. Andreas Tirez, directeur Fonctionnement technique des marchés de la CREG, et M. Laurent Jacquet, directeur Contrôle Prix et Comptes de la CREG: état d'avancement des tâches de la CREG en vue de la mise en œuvre de la loi CRM;

— exposé introductif de Mme Pascale Fonck, *Chief Officer External Relations*, et M. James Matthys-Donnadieu, *Head Market Development d'Elia*: état d'avancement des tâches d'Elia en vue de la mise en œuvre de la loi CRM.

Les textes projetés par les différents orateurs sont reproduits intégralement dans les Annexes A.1 – A.3 au présent rapport (voir *infra*, p. 69).

Mmes Katrien Selderslaghs, Sigrid Jourdain et Amélie Gillet, de la DG Énergie du SPF Économie, fournissent des explications sur les points suivants:

— dossier de notification à la Commission européenne: le principal problème est qu'aucune décision sur le mécanisme de financement n'a encore été prise au niveau belge et que ce choix n'a pu être notifié à la DG Concurrence de la Commission européenne; il est également urgent de définir un cadre de pré-qualification pour la première enchère (juin 2021);

— les conditions à remplir par le CRM conformément au règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (ci-après: règlement électricité): la DG Énergie du SPF Économie a reçu, le 4 mai 2020, l'avis de la DG Énergie de la Commission européenne sur le plan d'exécution. Le plan sera adapté et publié dès que possible; la consultation des pays voisins dans le cadre du Forum Pentalatéral a eu lieu et le feedback est principalement intégré dans l'arrêté royal X-border;

— travaux en cours: rédaction de l'arrêté royal relatif au contrôle du mécanisme par le régulateur; adaptation de l'arrêté royal Règlement technique en ce qui concerne la réservation des capacités; adaptation de la loi sur l'électricité en ce qui concerne le règlement électricité, l'autorisation de production et le contrôle et les pénalités relatifs au cumul et au seuil minimum à prévoir; préparation de l'organisation de la première enchère T-4, prévue pour octobre 2021: la ministre de l'Énergie a donné l'ordre de commencer dès maintenant les préparatifs, y compris les consultations publiques;

— inleidende uiteenzetting door de heer Koen Locquet, Administratief directeur en Waarnemend voorzitter van het Directiecomité van de CREG, de heer Andreas Tirez, Directeur Technische werking van de markten van de CREG, en de heer Laurent Jacquet, Directeur Controle Prijzen en Rekeningen van de CREG: stand van zaken van de CREG-taken ter uitvoering van de CRM-wet;

— inleidende uiteenzetting door mevrouw Pascale Fonck, *Chief Officer External Relations*, en de heer James Matthys-Donnadieu, *Head Market Development van Elia*: stand van zaken van de Elia-taken ter uitvoering van de CRM-wet.

De tekstprojecties van de verschillende sprekers worden integraal opgenomen in de Bijlagen A.1 – A.3 bij dit verslag (zie *infra*, p. 69).

De dames Katrien Selderslaghs, Sigrid Jourdain en Amélie Gillet, AD Energie van de FOD Economie, verschaffen uitleg bij de volgende punten:

— aanmeldingsdossier voor de Europese Commissie: het belangrijkste probleem is dat er op Belgisch niveau nog geen beslissing werd genomen over het financieringsmechanisme en deze keuze ook niet kon worden aangemeld aan de DG Mededinging van de Europese Commissie; tevens moet ook dringend een kader worden bepaald voor de prequalificatie voor de eerste veiling (juni 2021);

— de voorwaarden waaraan het CRM moet voldoen overeenkomstig de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit (hierna: Elektriciteitsverordening): de AD Energie ontving het advies van de DG Energie van de Europese Commissie op 4 mei 2020 over het Implementatieplan. Het plan wordt aangepast en zo snel als mogelijk gepubliceerd; de raadpleging van het de buurlanden in het Pentalateraal Forum heeft plaatsgehad en de feedback hiervan wordt voornamelijk opgenomen in het Koninklijk Besluit X-border;

— lopende werkzaamheden: opmaak van het Koninklijk Besluit betreffende de controle op het mechanisme door de regulator, aanpassing van het koninklijk besluit Technisch Reglement voor wat betreft de capaciteitsreservering, aanpassing van de Elektriciteitswet voor wat betreft het aanpassen van de wet aan de Elektriciteitsverordening, de productievergunning en controle en de penaltiteiten op cumul en de te voorzien minimum drempel, het voorbereiden van de organisatie van de eerste veiling T-4, gepland voor oktober 2021: de minister van Energie heeft de opdracht gegeven de voorbereidingen nu te starten, ook wat betreft de publieke consultaties;

— en ce qui concerne spécifiquement l'arrêté royal relatif au financement du CRM (application de l'article 7^{quaterdecies} de la loi sur l'électricité): trois options de financement via le consommateur ont été développées par le Comité de suivi du CRM sur la base des analyses effectuées par la CREG et par Elia sur les mécanismes de dégressivité possibles: fin 2019, un instrument a été soumis à la ministre de l'Énergie en vue d'une décision par le gouvernement. Cet instrument a été présenté à la commission le 18 décembre 2019 (Voir le rapport relatif à l'échange de vues sur la mise en œuvre du mécanisme de rémunération de capacité pour le marché de l'électricité: état des lieux, fait par Mme Tinne Van der Straeten et M. Michel De Maegd – DOC 55 0688/003). Dans ce contexte, la DG Énergie précise qu'elle n'a pas vocation à donner une opinion tranchée sur la question. En revanche, de manière pragmatique et vu l'expérience acquise via la réserve stratégique, la DG Énergie peut soutenir l'option de financement par une obligation de service public via Elia, qui pourrait être désignée comme partie contractuelle. Les avantages de cette option sont les suivants: contrôle accru par le régulateur de l'énergie, couverture des coûts assurés et aucune incidence sur le budget du gouvernement fédéral.

MM. Koen Locquet, Andreas Tirez et Laurent Jacquet, membres du comité de direction de la CREG, font le point sur le dossier du CRM en ce qui concerne les missions dévolues à la CREG:

— s'agissant de la proposition visant à déterminer les paramètres pour le volume à acheter, la CREG dresse les constats suivants: les autorités belges n'ont pas transmis la note 2024 du 21 novembre 2019 de la CREG à la Commission européenne, le SPF Économie a organisé une consultation sur une proposition alternative de méthodologie sur la base d'une méthodologie développée par Elia, la méthodologie notifiée à la Commission européenne diffère fondamentalement de celle proposée par la CREG, la ministre a demandé au Comité de suivi de mettre en œuvre l'arrêté royal du SPF Économie en vue de préparer la première enchère (2021). En conséquence, la CREG a décidé, eu égard à ce projet (arrêté royal), de prendre part au Comité de suivi en qualité d'observateur, tout en maintenant sa présence et sa disponibilité pour répondre à des questions techniques. Pour ne pas retarder le processus de détermination du volume à acheter lors de l'enchère de 2021, la CREG s'est toutefois engagée à remplir dans les temps ses obligations relatives à la proposition de scénarios et de paramètres;

— s'agissant des seuils et critères d'investissement (ce qui concerne une compétence de proposition de la

— spécifiquement pour ce qui concerne l'arrêté royal relatif au financement du CRM (application de l'article 7^{quaterdecies} de la loi sur l'électricité): trois options de financement via le consommateur ont été développées par le Comité de suivi du CRM sur la base des analyses effectuées par la CREG et par Elia sur les mécanismes de dégressivité possibles: fin 2019, un instrument a été soumis à la ministre de l'Énergie en vue d'une décision par le gouvernement. Cet instrument a été présenté à la commission le 18 décembre 2019 (Voir le rapport relatif à l'échange de vues sur la mise en œuvre du mécanisme de rémunération de capacité pour le marché de l'électricité: état des lieux, fait par Mme Tinne Van der Straeten et M. Michel De Maegd – DOC 55 0688/003). Dans ce contexte, la DG Énergie précise qu'elle n'a pas vocation à donner une opinion tranchée sur la question. En revanche, de manière pragmatique et vu l'expérience acquise via la réserve stratégique, la DG Énergie peut soutenir l'option de financement par une obligation de service public via Elia, qui pourrait être désignée comme partie contractuelle. Les avantages de cette option sont les suivants: contrôle accru par le régulateur de l'énergie, couverture des coûts assurés et aucune incidence sur le budget du gouvernement fédéral.

De heren Koen Locquet, Andreas Tirez, en Laurent Jacquet, leden van het directiecomité van de CREG, lichten de stand van zaken van het CRM toe voor wat betreft de aan de CREG toegewezen taken:

— wat het voorstel van parameters voor de bepaling van het te contracteren volume betreft, stelt de CREG het volgende vast: De Belgische overheid heeft de CREG-nota 2024 van 20/12/2020 niet overgezonden aan de Europese Commissie, de FOD Economie hield een raadpleging over een alternatief voorstel van methodologie op basis van een door Elia ontwikkelde methodologie, de aan de Europese Commissie aangemelde methodologie verschilt fundamenteel van het voorstel van de CREG, de minister heeft het Opvolgingscomité gevraagd om het Koninklijk Besluit van de FOD Economie te implementeren om de eerste veiling (2021) voor te bereiden. Vervolgens heeft de CREG heeft bijgevolg beslist om, voor dit ontwerp (koninklijk besluit), als observator deel te nemen aan het opvolgingscomité, met behoud van haar aanwezigheid en beschikbaarheid voor het beantwoorden van technische vragen. Om het proces voor de bepaling van het tijdens de veiling van 2021 te contracteren volume niet te vertragen, heeft de CREG zich er wel toe verbonden om haar verplichtingen inzake het voorstellen van scenario's en parameters tijdig na te komen;

— wat de investeringsdrempels en -criteria betreft (betreft een voorstelbevoegdheid van de CREG): aan

CREG): le projet d'arrêté royal a été finalisé en décembre 2019 et transmis en l'état à la Commission européenne. Par ailleurs, les acteurs du marché se sont concertés pour élaborer des lignes directrices relatives à la définition de critères d'éligibilité des coûts et une collaboration avec le SPF Économie est intervenue en vue de désigner les entreprises accréditées qui seront chargées du contrôle des coûts;

— s'agissant des règles de fonctionnement (ce qui concerne une compétence d'approbation de la CREG): la CREG a procédé à une analyse fondée du projet d'Elia et a communiqué ses observations à Elia en vue de la rédaction d'une version améliorée et complétée;

— s'agissant de l'arrêté royal "Contrôle"(qui relève de la compétence du SPF Économie): la loi charge la CREG de contrôler le bon fonctionnement du CRM, selon les modalités que le Roi peut fixer. À la demande du SPF Économie, la CREG a élaboré un projet d'arrêté royal, qui a été transmis en mars 2020 au Comité de suivi. Toutefois, il n'y a pas eu de nouveaux développements;

— s'agissant du Règlement technique fédéral (RTF): un examen du projet de modification du RTF d'Elia a été effectué à la demande du SPF Économie. L'objectif de ce règlement est d'éviter que les attributions/réservations de capacités rendent impossible l'attribution de capacités à la suite de l'enchère;

— avant-projet modifiant la loi sur l'électricité: la CREG a formulé une proposition de modification de cette loi afin de la mettre en concordance avec le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Ensuite, les orateurs reviennent sur les questions posées précédemment par les membres concernant les compétences de la CREG; le financement du CRM, les paramètres de détermination du volume à contracter, le problème de suffisance, le timing du CRM, la crise du coronavirus, la notification à la Commission européenne, la réglementation européenne et le coût du CRM.

Au cours de leur exposé introductif, *Mme Pascale Fonck, Chief Officer External Relations*, et *M. James Matthys-Donnadieu, Head Market Development d'Elia*, explicitent les points d'attention suivants concernant les tâches d'Elia dans le dossier de mise en œuvre du CRM:

het voorstel van koninklijk besluit werd de laatste hand gelegd in december 2019 en het werd zo overgezonden aan de Europese Commissie, er is interactie met de marktspelers om richtlijnen uit te werken voor de vastlegging van criteria voor het in aanmerking komen van de kosten, er is samenwerking met de FOD Economie met het oog op de aanduiding van geaccrediteerde ondernemingen belast met de controle van de kosten;

— wat de werkingsregels betreft (een goedkeuringsbevoegdheid van de CREG): de CREG maakte een gegronde analyse van het ontwerp van Elia en verzond de opmerkingen naar Elia met het oog op de opstelling van een verbeterde en vervolledigde versie;

— wat het Koninklijk Besluit "Controle" betreft (behoort tot de bevoegdheid van de FOD Economie): De CREG is bij wet belast met de controle van de goede werking van het CRM, volgens de modaliteiten die de koning kan vastleggen. Op vraag van de FOD Economie heeft de CREG een ontwerp van koninklijk besluit opgesteld. Dit ontwerpbesluit werd in maart 2020 overgezonden aan het Opvolgingscomité. Er werd echter nog niet verder gewerkt;

— het Federaal Technisch Reglement (FTR): op vraag van de FOD Economie, werd een onderzoek doorgevoerd van het ontwerp van wijziging van het FTR van Elia. Het doel van dit reglement is te vermijden dat de toewijzingen/reservaties van capaciteit de toewijzing van capaciteit ten gevolge van de veiling onmogelijk zou maken;

— voorontwerp tot aanpassing van de Elektriciteitswet: de CREG formuleerde een voorstel tot aanpassing van de wet om deze in overeenstemming te brengen met de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

Vervolgens wordt nog ingegaan op eerder gestelde vragen van de leden die betrekking hebben op de bevoegdheden van de CREG, de financiering van het CRM, de parameters voor de bepaling van het volume, het toereikendheidsprobleem, de timing voor het CRM, de Coronacrisis, de aanmelding bij de Europese Commissie, de Europese regelgeving en de kost van het CRM.

Mevrouw Pascale Fonck, Chief Officer External Relations, en *de heer James Matthys-Donnadieu, Head Market Development van Elia*, verduidelijken in hun inleidende uiteenzetting de volgende aandachtspunten met betrekking tot de taken van Elia in het CRM-implementatiedossier;

— Proposition d'arrêté royal concernant la Méthodologie des différents paramètres utilisés pour la détermination du volume de capacité à contracter:

Comme le prévoit la loi électricité, Elia est chargée de proposer une méthodologie pour déterminer les différents paramètres du mécanisme de capacité et d'en élaborer les règles de fonctionnement opérationnel: une proposition d'arrêté royal a été publiée sur le site web du SPF Économie et envoyée à la Commission européenne. Le calcul des paramètres a lieu selon un cycle annuel et est fixé par arrêté ministériel sur proposition d'Elia sur base de la méthodologie prévue dans l'arrêté royal, après consultation publique, et sur avis de la CREG et du SPF Économie. Un premier arrêté ministériel est prévu pour mars 2021. Les règles de fonctionnement doivent finalement être fixées après consultation publique et être soumises à l'approbation de la CREG. Fin 2019, Elia a fourni les propositions, avis et autres éléments nécessaires dans les délais prévus, y compris, le cas échéant, les changements résultant des consultations publiques des acteurs du marché. Les représentants d'Elia expliquent ensuite que le calcul annuel des paramètres a lieu sur base du processus de décision défini dans la loi électricité: après consultation publique, le gestionnaire du réseau établit les hypothèses de base et une proposition de calibration des paramètres est ensuite élaborée sur la base des dispositions de l'arrêté royal Méthodologie. La CREG et la DG Énergie rendent ensuite un avis sur la proposition d'Elia et les paramètres sont ensuite fixés dans un arrêté ministériel. Elia a pleinement rempli les tâches qui lui ont été assignées pour l'établissement de ce projet d'arrêté royal Méthodologie. Tous les documents à cet effet ont été soumis aux autorités et sont également disponibles sur le site web d'Elia. Les étapes suivantes pour 2020 prévoient qu'Elia effectue les démarches nécessaires pour appliquer la méthodologie, conformément à la demande des autorités et dans le respect de la proposition d'arrêté royal soumis à la Commission européenne.

Elia a ensuite réalisé une proposition élargie et détaillée de règles de fonctionnement du CRM: ces règles de fonctionnement définissent les modalités opérationnelles élargies du CRM. Elles portent sur: les critères de pré-qualification et les modalités financières, administratives et techniques, les modalités de l'enchère, les obligations de disponibilité des fournisseurs, le mécanisme pour l'organisation du marché secondaire, les règles en matière d'échange d'informations entre les acteurs du marché et les règles de transparence. Le processus "proposition d'Elia / consultation publique / approbation formelle de la CREG" est en cours à l'heure actuelle.

— Voorstel van koninklijk besluit betreffende de Methodologie van de verschillende parameters in het kader van de bepaling van het te contracteren capaciteitsvolume:

Zoals bepaald in de Elektriciteitswet is Elia belast met het voorstellen van een Methodologie ter bepaling van verschillende parameters van het capaciteitsmechanisme, en het opstellen van de operationele werkingsregels hiervan: een voorstel van koninklijk besluit werd gepubliceerd op de website van de FOD Economie en verstuurd naar de Europese Commissie; de berekening van de parameters gebeurt via een jaarlijkse cyclus en wordt vastgelegd per ministerieel besluit op voorstel van Elia op basis van de methodologie in het KB, na publieke consultatie, op advies van de FOD Economie en de CREG; een eerste ministerieel besluit is gepland voor maart 2021. De werkingsregels worden, na publieke consultatie, finaal vastgelegd voor goedkeuring door de CREG. Elia heeft eind 2019 volgens planning de nodige voorstellen, adviezen enzovoort aangeleverd, waar nodig met inbegrip van wijzigingen ten gevolge van publieke consultaties van de marktpartijen. Vervolgens verduidelijkt Elia dat de jaarlijkse berekening van de parameters plaats vindt op basis van het beslissingsproces, zoals vastgelegd in de Elektriciteitswet: na de publieke consultatie legt de netbeheerder de basishypothese vast, waarna een voorstel voor de kalibratie van de parameters wordt uitgewerkt op basis van de bepalingen in het KB Methodologie, vervolgens brengen CREG en AD Energie een advies uit over het voorstel van Elia, waarna de parameters in een ministerieel besluit worden vastgelegd. Elia heeft de haar toegewezen taken voor de totstandkoming van het KB Methodologie volledig uitgevoerd. Alle documenten werden aan de overheid overgezonden en zijn raadpleegbaar op de website van Elia. De volgende stappen voor 2020 zijn dat Elia op vraag van de overheden en in lijn met het voorstel van Koninklijk Besluit, zoals ingediend bij de Europese Commissie de nodige werkzaamheden uitvoert om de Methodologie toe te passen.

Elia heeft vervolgens een uitgebreid en gedetailleerd voorstel aangeleverd voor de werkingsregels van het CRM: deze werkingsregels bepalen de uitgebreide operationele modaliteiten van het CRM en betreffen: de prekwificatie criteria en de nadere financiële, administratieve en technische regels, de nadere regels van de veiling, de beschikbaarheidsverplichtingen voor de leveranciers, het mechanisme voor de organisatie van de secundaire markt en de regels over de uitwisseling van informatie tussen de marktpelers en met betrekking tot transparantie. Op dit ogenblik loopt een proces met een voorstel van Elia, een publieke consultatie en een formele goedkeuring door de CREG.

— Proposition de règles de fonctionnement pour le mécanisme de rémunération de la capacité:

En 2019, toutes les étapes nécessaires ont été achevées. Une proposition élargie qui décrit et élabore les éléments de la conception nécessaires tels qu'ils ont été établis après une concertation approfondie et une consultation publique a été développée. Ces étapes portaient sur les éléments suivants: critères et modalités de préqualification (y compris les garanties financières), modalités de l'enchère, obligations de disponibilité et pénalités, marché secondaire, échange d'informations et transparence. En 2020, Elia poursuit le développement de la proposition de règles de fonctionnement opérationnel en vue de l'implémentation et en tenant compte des contributions et des réactions supplémentaires de la CREG et des acteurs de marché afin qu'une proposition formelle puisse être soumise à la CREG en temps utile pour approbation à l'automne 2020.

— Progrès dans la mise en œuvre du mécanisme, des enchères et du calcul des paramètres:

Alors que 2019 a été dominée par l'élaboration de la conception (ayant donné lieu à des propositions de méthodologies et de règles de fonctionnement), l'année 2020 est, elle, axée sur l'implémentation de la conception (procédures, IT) et sur la calibration des paramètres nécessaires à la première enchère en 2021.

Elia fait les préparatifs nécessaires pour être en mesure de remplir ses obligations comme requis par la loi électricité, dans les délais et de manière qualitative (comme l'organisation du processus de préqualification et de l'enchère, ainsi que l'élaboration de propositions de paramètres et l'organisation de consultations publiques). Conformément aux instructions des autorités, Elia suit les méthodologies proposées par celles-ci, telles qu'elles ont également été soumises à la Commission européenne.

Les informations dont dispose Elia sont entièrement accessibles à tous:

<https://www.elia.be/fr/users-group/implementation-crm>

Elia a également mis divers autres documents d'appui à la disposition de toutes les parties dans le courant de l'année 2020:

— mise à jour des “*design notes*”, après consultation publique, pour les rendre conformes à la conception tel que notifié par l'État membre à la Commission européenne. Cela permet de se familiariser avec la conception de manière accessible;

— Voorstel tot Werkingsregels voor het capaciteitsvergoedingsmechanisme:

In 2019 werden alle nodige stappen voltooid en werd een uitgebreid voorstel uitgewerkt dat de nodige designelementen beschrijft en uitwerkt, zoals tot stand gekomen na uitgebreid overleg en publieke consultatie. Deze stappen hadden betrekking op: prekwificatie criteria en modaliteiten (financiële garanties inbegrepen), modaliteiten van de veiling, beschikbaarheidsverplichtingen en penaltiteiten, secundaire markt en uitwisseling van informatie en transparantie. In 2020 werkt Elia het voorstel van Operationele Werkingsregels verder uit met het oog op de implementatie en rekening houdend met verdere input en feedback van de CREG en de marktpartijen. Op deze wijze kan in het najaar 2020 tijdig een formeel voorstel ter goedkeuring van de CREG worden voorgelegd.

— Voortgang met betrekking tot de implementatie van het mechanisme, de veilingen berekening van de parameters.

Terwijl 2019 hoofdzakelijk in het teken stond van het vastleggen van het design, resulterend in voorstellen van methodologieën en werkingsregels, zal in 2020 de focus vooral liggen op het implementeren van het design (procedures, IT) en het kalibreren van de nodige parameters voor de eerste veiling in 2021.

Elia treft de nodige voorbereidingen om tijdig en kwaliteitsvol de haar door de Elektriciteitswet toegewezen verplichtingen (zoals de organisatie van het prekwificatieproces en de veiling, maar ook het opstellen van voorstellen voor parameters en de organisatie van publieke consultaties) te kunnen uitvoeren. Conform de instructies van de overheid, volgt Elia de door de overheid voorgestelde methodologieën zoals ook ingediend bij de Europese Commissie.

Alle informatie van Elia is publiek toegankelijk voor iedereen:

<https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm>

Elia heeft in de loop van 2020 ook verschillende andere ondersteunende documenten ter beschikking gesteld van alle partijen:

— *update* van de “*design notes*”, na publieke consultatie, om deze in lijn te brengen met het design zoals aangemeld door de lidstaat bij aangemeld door de lidstaat bij de Europese Commissie. Dit laat toe om op een toegankelijke manier kennis te nemen van het design;

— quatre “*use cases*” généraux pour différents types de participation au CRM montrent comment la conception globale fonctionne au moyen d'un exemple détaillé. Cela permet d'aborder la conception d'un point de vue plus pratique et donc de mieux le comprendre.

En vue de l'implémentation du processus de la conception, Elia a envoyé aux acteurs du marché des informations détaillées sur le processus de préqualification pour obtenir leur avis:

- plus de détails sur les règles et procédures formelles;
- diverses annexes pratiques relatives à la mise en œuvre concrète de ces procédures et règles;
- des “*use cases*” spécifiques relatifs au processus de préqualification;
- exemples préliminaires de l'interface informatique attendue.

Mme Fonck et M. Matthys-Donnadieu concluent l'exposé d'Elia comme suit:

Elia a respecté le calendrier et est en bonne voie en ce qui concerne les tâches qui lui ont été assignées pour la mise en œuvre du mécanisme, les enchères et le calcul des paramètres:

— Comme prévu par la loi sur l'électricité, Elia a soumis aux autorités publiques (Service public fédéral Économie et ministre), fin 2019: une proposition de méthodologie pour la détermination des différents paramètres du mécanisme de capacité et une proposition de ses règles de fonctionnement opérationnelles à approuver formellement en 2020.

— Elia exécute les tâches qui lui sont assignées et se prépare adéquatement à la première enchère prévue pour octobre 2021: les travaux et la mise en œuvre nécessaires du processus de préqualification et d'enchère sont effectués, et les initiatives nécessaires sont prises en ce qui concerne le calcul des paramètres pour la première enchère.

Elia continue à assurer un dialogue permanent et la participation des acteurs du marché par l'intermédiaire de la *Task Force* CRM en fournissant et en discutant la documentation nécessaire à l'élaboration et à l'implémentation de la conception prévue et, bien sûr, par le biais des consultations publiques prévues.

Elia recherche activement la coordination nécessaire avec les membres du Comité de suivi CRM.

— vier algemene “*use cases*” die voor verschillende types van deelname aan het CRM aan de hand van een uitgewerkt voorbeeld tonen hoe het globale design functioneert. Dit laat toe om het design vanuit een praktischer oogpunt te benaderen en het zo beter te begrijpen.

Met het oog op implementatie van het designproces heeft Elia ter feedback de marktpartijen gedetailleerde informatie toegestuurd met betrekking tot het prekwificatieproces:

- verder uitgewerkte details van de formele regels en procedures;
- verschillende praktische annexen met het oog op de concrete invulling van die procedures en regels;
- specifieke “*use cases*” gericht op het prekwificatie proces;
- voorlopige voorbeelden van de te verwachten IT interface.

Mevrouw Fonck en de heer Matthys-Donnadieu besluiten de uiteenzetting van Elia als volgt:

Elia heeft volgens planning de nodige zaken opgeleverd en is “*on track*” met betrekking tot de haar toegewezen taken inzake implementatie van het mechanisme, de veilingen en de berekening van de parameters:

— Zoals bepaald in de Elektriciteitswet heeft Elia eind 2019 het volgende overgezonden aan de publieke autoriteiten (FOD Economie en minister): een voorstel van een methodologie ter bepaling van verschillende parameters van het capaciteitsmechanisme, en een voorstel van de operationele werkingsregels hiervan formeel goedkeuringsproces gepland in 2020.

— Elia voert de haar toegewezen taken uit en treft de nodige voorbereidingen met het oog op de eerste veiling die gepland is in oktober 2021: de noodzakelijke werkzaamheden en implementatie van het prekwificatie en veilingproces worden uitgevoerd, en de nodige stappen worden ondernomen met betrekking tot de berekening van de parameters voor de eerste veiling.

Elia blijft voorzien in een permanente dialoog en betrokkenheid van de marktpartijen via de *Task Force* CRM door het aanleveren en bespreken van de nodige documentatie ter uitwerking en implementatie van het voorziene design en vanzelfsprekend ook via de te voorziene publieke consultaties.

Elia zet zich actief in voor de nodige afstemming met de leden van het Opvolgingscomité CRM.

Toutes les informations d'Elia sont accessibles au public sur le site internet d'Elia.

Alle informatie van Elia is publiek toegankelijk voor iedereen op de website van Elia.

II. — ÉCHANGE DE VUES

M. Bert Wollants (N-VA), Mme Tinne Van der Straeten (Ecolo-Groen), M. Malik Ben Achour (PS), M. Kurt Ravyts (VB), M. Jan Briers (CD&V), M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB), M. Kris Verduyckt (sp.a) et M. Vincent Van Quickenborne (Open Vld) déplorent tous que, dans ce dossier important relatif à la sécurité de l'approvisionnement en électricité, on n'ait pas réalisé plus d'avancées au cours du premier trimestre de 2020. Ils constatent par ailleurs qu'il existe des points de vue différents au sein du Comité de suivi CRM concernant des éléments cruciaux du CRM, comme l'arrêté royal relatif aux paramètres et l'arrêté royal relatif au financement. Certains membres soulignent clairement, en l'espèce, qu'ils ne sont pas d'accord avec le fait que l'on n'ait pas suffisamment tenu compte du point de vue du régulateur de l'énergie.

Il reste en outre de nombreuses imprécisions concernant les points suivants:

— le coût du CRM: il doit être fixé formellement par arrêté royal, mais un gouvernement en affaires courantes ne dispose pas de cette compétence. Un accord du parlement est donc requis. Il n'y a cependant pas d'unanimité entre les groupes parlementaires concernant l'option à choisir; on ne sait pas encore assez clairement quel sera l'impact réel du CRM sur la facture des consommateurs d'énergie, tant les entreprises que les ménages;

— un CRM est-il nécessaire si on décide de prolonger de 10 ans la durée de vie des centrales nucléaires de Doel 4 et de Tihange 3?

— pourquoi la DG Énergie n'a-t-elle pas tenu compte de la proposition alternative de la CREG?

— pourquoi ne peut-on pas opter en faveur de la poursuite du système de la Réserve stratégique?

— Elia ne peut-elle pas effectuer une analyse probabiliste actualisée en tenant compte des conclusions des climatologues selon lesquelles la probabilité d'hivers rigoureux dans le Nord-Ouest de l'Europe diminuera au cours des prochaines années en raison du réchauffement climatique?

II. — GEDACHTEWISSELING

De heer Bert Wollants (N-VA), mevrouw Tinne Van der Straeten (Ecolo-Groen), de heer Malik Ben Achour (PS), de heer Kurt Ravyts (VB), de heer Jan Briers (CD&V), de heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB), de heer Kris Verduyckt (sp.a), en ook de heer Vincent Van Quickenborne (Open Vld) verklaren elk afzonderlijk het te betreuren dat er in dit belangrijke dossier van de elektriciteitsbevoorradingszekerheid niet meer vooruitgang is geboekt tijdens het eerste trimester van 2020. Zij stellen daarbij vast dat er over cruciale onderdelen van het CRM, zoals het koninklijk besluit betreffende de parameters en het koninklijk besluit betreffende de financiering, verschillende visies bestaan in de schoot van het Opvolgingscomité CRM. Sommige leden benadrukken *in casu* duidelijk het niet eens te zijn met het feit dat er onvoldoende rekening werd gehouden met de visie van de energieregulator.

Bovendien blijven er heel wat onduidelijkheden over de volgende punten:

— de kostprijs van het CRM: dit moet formeel bij koninklijk besluit worden vastgelegd, maar een regering in lopende zaken heeft deze bevoegdheid niet. Instemming van het Parlement is dus vereist. Tussen de parlementaire fracties bestaat er echter geen eensgezindheid over welke optie de voorkeur wegdraagt; er is nog onvoldoende duidelijkheid over wat de reële impact zal zijn van het CRM op de factuur van de energieconsumenten, zowel bedrijven als huishoudens;

— is er een CRM nodig indien ervoor zou worden geopteerd om de levensduur van de kerncentrales Doel 4 en Tihange 3 met 10 jaar te verlengen?

— waarom heeft de AD Energie geen rekening gehouden met het alternatief voorstel van de CREG?

— waarom kan er niet worden geopteerd voor een voortzetting van het systeem van de Strategische Reserve?

— kan Elia geen geactualiseerde probabilistische analyse maken waarbij rekening wordt gehouden met de bevindingen van de klimaatwetenschappers die erop wijzen dat de waarschijnlijkheid van strenge winters in Noordwest-Europa de volgen jaren afneemt omwille van de klimaatopwarming?

M. Michel De Maegd (MR) indique qu'il ne partage pas le scepticisme de ses collègues concernant l'avancée des travaux du Comité de suivi du CRM, bien au contraire.

Il est clair, en tout cas, que tous les collègues s'accordent sur l'importance de la sécurité d'approvisionnement énergétique, et que la plupart d'entre eux sont également convaincus qu'il n'y a pas de temps à perdre dans ce dossier. La loi de 2003 sur la sortie du nucléaire est claire: les centrales nucléaires doivent être fermées d'ici à 2025. Afin de permettre la transition vers un approvisionnement énergétique neutre en CO₂, un CRM doit être mis en place au moins pour la phase de transition. La loi qui permet l'introduction de ce CRM a été adoptée à une large majorité par la Chambre l'année dernière. Pour que la DG Concurrence de la Commission européenne puisse étudier le dossier sur le fond, la Belgique doit soumettre une proposition de financement du CRM. La ministre a notifié trois options. La Commission européenne n'a pas accepté ce choix: l'une des trois options de financement doit être sélectionnée. Dans la mesure où ce choix ne peut pas être opéré par un gouvernement en affaires courantes, il appartient au Parlement d'exprimer sa préférence à cet égard.

Le membre invite dès lors ses collègues à examiner sa proposition de résolution demandant au gouvernement fédéral d'indiquer à la Commission européenne que le financement du mécanisme de rémunération de capacité en matière d'électricité se fera par une obligation de service public via les tarifs d'Elia: voir DOC 55 1220/001.

*

* *

Un échange de vues relatif à ce dossier est ensuite organisé avec Mme Marie-Christine Marghem, ministre de l'Énergie, de l'Environnement et du Développement durable. Le compte rendu intégral de cet échange de vues peut être consulté à cette adresse: <https://www.dekamer.be/doc/CCRI/pdf/55/ic170.pdf>.

B. PROCÉDURE ÉCRITE

Etant donné que les membres de la commission considèrent que trop de questions sont restées sans réponse et/ou que des ambiguïtés subsistent à l'issue des échanges de vues de la réunion du 6 mai 2020, la commission décide de soumettre une série de questions écrites aux membres du Comité de suivi du CRM. La commission a reçu les réponses le 27 mai 2020.

De heer Michel De Maegd (MR) verklaart het scepticisme van zijn collega's niet te delen over de voortgang van de werkzaamheden van het Opvolgingscomité CRM, wel in tegen deel.

In elk geval is het duidelijk dat het belang van de energiebevoorradingszekerheid door alle collega's wordt gedeeld, en zijn ook de meeste collega's overtuigd van het feit dat er in dit dossier geen tijd te verliezen valt. De wet van 2003 betreffende de kernuitstap is duidelijk: tegen 2025 moeten de kerncentrales sluiten. Om de energietransitie naar een CO₂-uitstoot neutrale energiebevoorrading mogelijk te maken, moet minstens voor de overgangsfase in een CRM worden voorzien. De wet die de introductie van dit CRM mogelijk maakt, werd vorig jaar door de Kamer aangenomen met een ruime meerderheid. Opdat de DG Mededinging van de Europese Commissie het dossier ten gronde kan bestuderen, moet België een voorstel van financiering van het CRM voorleggen. De minister meldde drie opties aan. Dit wordt niet aanvaard door de Europese Commissie: er moet voor één van de drie financieringsopties worden gekozen. Aangezien een dergelijke keuze niet kan worden gemaakt door een regering in lopende zaken, is het aan het Parlement om ter zake een voorkeur uit te spreken.

Het lid nodigt de collega's uit om daarom de bespreking aan te vatten van zijn voorstel van resolutie waarbij de federale regering wordt verzocht de Europese Commissie te melden dat het capaciteitsvergoedingsmechanisme inzake elektriciteit zal worden gefinancierd op basis van een openbaardienstverplichting, via de tarieven van Elia: zie DOC 55 1220/001.

*

* *

Vervolgens vindt over dit dossier een gedachtewisseling plaats met mevrouw Marie-Christine Marghem, minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling. De Handelingen van deze gedachtewisseling vindt men terug in deze link: <https://www.dekamer.be/doc/CCRI/pdf/55/ic170.pdf>.

B. SCHRIFTELIJKE PROCEDURE

Aangezien de commissieleden van oordeel zijn dat er aan het einde van de gedachtewisselingen van de vergadering van 6 mei 2020 nog te veel vragen onbeantwoord bleven en/of onduidelijkheden bleven bestaan, beslist de commissie een reeks schriftelijke vragen voor te leggen aan de leden van het Opvolgingscomité CRM. De commissie ontving de antwoorden op 27 mei 2020.

La commission considérait que ces informations étaient nécessaires pour pouvoir entamer de manière adéquate la discussion de la proposition de résolution de M. Michel De Maegd (DOC 55 1220/001).

Les questions et réponses sont intégralement reproduites dans les Annexes B. au présent rapport (voir *infra*, p.....).

C. RÉUNION DU 3 JUIN 2020

I. — EXPOSÉS INTRODUCTIFS DES MEMBRES DU COMITÉ DE SUIVI CRM ET DU PROF. DR. WIM THIERY, VUB

Les membres du Comité de suivi CRM ont donné un aperçu de l'état d'avancement des travaux à l'aide de différentes présentations PowerPoint:

— exposé introductif de Mme Pascale Fonck, *Chief Officer External Relations*, et M. James Matthys-Donnadieu, *Head Market Development* d'Elia: état d'avancement des tâches d'Elia en vue de la mise en œuvre de la loi CRM;

— exposé introductif de M. Koen Locquet, directeur administratif et président f.f. du comité de direction de la CREG, M. Andreas Tirez, directeur Fonctionnement technique des marchés de la CREG, et M. Laurent Jacquet, directeur Contrôle Prix et Comptes de la CREG: état d'avancement des tâches de la CREG en vue de la mise en œuvre de la loi CRM;

— exposé introductif du Prof. Dr. Wim Thiery, VUB;

— exposé introductif de Mme Katrien Selderslaghs, Mme Sigrid Jourdain et Mme Amélie Gillet, Direction générale de l'énergie (ci-après: DG Énergie) du SPF Économie, assistées par M. Luc Vercruyssen, consultant PwC: état d'avancement des arrêtés royaux d'exécution de la loi CRM préparés par la DG Énergie.

Les présentations PowerPoint des différents orateurs sont reprises intégralement dans les Annexes C.1- C.6 du présent rapport (voir ci-dessous, p.....).

1. *Elia*

Les principales conclusions relatives aux points de discussion sont les suivantes:

De commissie was van oordeel dat deze informatie noodzakelijk was om op een adequate wijze de bespreking te kunnen aanvatten van het voorstel van resolutie van de heer Michel De Maegd (DOC 55 1220/001).

De vragen en antwoorden worden integraal opgenomen in de Bijlagen B. bij dit verslag (zie *infra*, p.....).

C. VERGADERING VAN 3 JUNI 2020

I. — INLEIDENDE UITEENZETTINGEN DOOR DE LEDEN VAN HET OPVOLGINGSCOMITÉ CRM EN VAN PROF. DR. WIM THIERY, VUB

De leden van het Opvolgingscomité CRM hebben een overzicht gegeven van de stand van zaken van de werkzaamheden aan de hand van verschillende tekstprojecties:

— inleidende uiteenzetting door mevrouw Pascale Fonck, *Chief Officer External Relations*, en de heer James Matthys-Donnadieu, *Head Market Development*, van Elia: stand van zaken van de Elia-taken ter uitvoering van de CRM-wet;

— inleidende uiteenzetting door de heer Koen Locquet, Administratief directeur en Waarnemend voorzitter van het Directiecomité van de CREG, de heer Andreas Tirez, Directeur Technische werking van de markten van de CREG, en de heer Laurent Jacquet, Directeur Controle Prijzen en Rekeningen van de CREG: stand van zaken van de CREG-taken ter uitvoering van de CRM-wet;

— inleidende uiteenzetting door Prof. Dr. Wim Thiery, VUB;

— inleidende uiteenzetting door de dames Katrien Selderslaghs, Sigrid Jourdain en Amélie Gillet, Algemene Directie Energie (hierna: AD Energie) van de FOD Economie, bijgestaan door de heer Luc Vercruyssen, consultant PwC: stand van zaken van de koninklijke besluiten ter uitvoering van de CRM-wet die door de AD Energie worden voorbereid.

De tekstprojecties van de verschillende sprekers worden integraal opgenomen in de Bijlagen C.1 – C.6 bij dit verslag (zie *infra*, p.....).

1. *Elia*

De belangrijkste conclusies over de discussiepunten zijn:

— Processus et état d'avancement de l'étude relative au besoin en capacité et de l'étude sur les volumes nécessaires pour le CRM

Si le choix est de mettre en œuvre le CRM en pratique, il n'est alors plus possible de reporter ou d'ajuster la méthode de détermination du volume et il convient d'accorder toute l'attention nécessaire à sa mise en œuvre.

— Scarcity pricing

Le *scarcity pricing* vise surtout à résoudre un problème de flexibilité plutôt qu'un problème de sécurité d'approvisionnement.

Un *scarcity pricing* ajoute une composante de prix supplémentaire, déterminée administrativement, au prix en temps réel lorsqu'il existe un risque de manque de flexibilité du système électrique.

Un *scarcity pricing* fonctionne en complément au CRM (la majorité des États des États-Unis et des États européens où un *scarcity pricing* est appliqué ont également un CRM (le Texas est la seule exception)).

L'application d'un "modèle texan" au système électrique belge suscite en outre de nombreuses questions: l'interaction avec le système électrique européen; le financement n'est pas défini: comment le coût supplémentaire estimé à 6,9 euros/MWh (source note (Z) 1986 de la CREG) est-il financé, via un prélèvement qui ne peut pas participer au système?

Dans son opinion sur le plan d'implémentation belge, la Commission européenne a demandé que certains aspects soient examinés et considérés. Elle reconnaît également que les tarifs de déséquilibre actuels contiennent déjà des éléments d'un *scarcity pricing mechanism*.

Elia étudie déjà le *scarcity pricing* depuis plusieurs années, en coopération avec la CREG et les chercheurs de l'UCL qui assistent la CREG à cet égard. Ces analyses se poursuivront tout au long de l'année 2020.

Un *scarcity pricing* ne remplace pas un CRM: le CRM doit être développé parallèlement à des recherches plus approfondies sur le *scarcity pricing*.

— Financement / allocation de coûts

En ce qui concerne la répartition des coûts du CRM et son impact sur les différentes catégories d'utilisateurs, le rapport d'Elia indiquait que l'impact du CRM pour un ménage moyen s'élève entre 16,84 euros/an et

— Proces en stand van zaken studies inzake de nood en deze inzake de nodige volumes voor een CRM

Als de keuze is om het CRM in de praktijk te implementeren, dan is het niet langer mogelijk om de volumebepalingsmethodologie uit te stellen of aan te passen en moet alle aandacht onverminderd naar de implementatie ervan gaan.

— Scarcity pricing

Scarcity pricing viseert vooral een flexibiliteitsprobleem en niet een bevoorradingszekerheidsprobleem.

Scarcity pricing voegt een administratief bepaalde extra prijscomponent toe aan de *real time balancing* prijs wanneer in het elektriciteitssysteem een tekort aan flexibiliteit dreigt te ontstaan.

Een *scarcity pricing* werkt hoogstens complementair aan een CRM (de meerderheid van de US en Europese Staten waar een *scarcity pricing* is toegepast, hebben ook een CRM (Texas is de enige uitzondering)).

De toepassing van een "Texaans model" op het Belgische elektrische systeem genereert bovendien tal van vragen: de interactie met het Europese elektriciteitssysteem; de financiering is onduidelijk: hoe wordt de geschatte meerkost van 6,9 euro/MWh gefinancierd (bron: CREG nota (Z)1986), "voor een afname die niet in staat is om deel te nemen aan het systeem" systeem'?

De Europese Commissie heeft in haar opinie van het Belgische Implementatieplan verzocht om bepaalde aspecten verder te onderzoeken en te overwegen. Ze erkent ook dat de huidige onevenwichtstarieven reeds elementen bevat van een *scarcity pricing mechanisme*.

Elia bestudeert sinds enkele jaren *scarcity pricing* mechanismen, in samenwerking met de CREG en de onderzoekers van de UCL die de CREG hierin bijstaan. Deze analyses worden voortgezet doorheen 2020.

Scarcity pricing kan het CRM net vervangen: het CRM moet verder gerealiseerd worden in parallel met verder onderzoek inzake *scarcity pricing*.

— Financiering / kostenallocatie

Voor wat de verdeling van de kosten van het CRM en de impact ervan op de verschillende categorieën gebruikers betreft, gaf het Elia-rapport aan dat de impact van het CRM voor een gemiddeld huishouden tussen

19,47 euros/an respectivement, en cas d'application sur l'énergie prélevée (ou la puissance prélevée).

Le niveau cible de la sécurité d'approvisionnement du pays et le résultat de l'enchère compétitive déterminent le coût du CRM. Moins la sécurité d'approvisionnement est garantie, plus le risque de pénurie augmente et plus l'émergence de pics de prix de l'électricité se multiplie.

— Il est urgent de prendre des décisions et de les mettre en œuvre.

Conclusion

Afin de mettre en œuvre le CRM, le dossier doit être complété de toute urgence et le cadre doit être finalisé et formalisé davantage.

Le seul élément manquant dans le dossier belge est le choix du financement. Il appartient aux autorités de faire ce choix, afin que la Commission européenne puisse analyser le dossier belge.

L'analyse approfondie de la Commission européenne et la capacité à prendre en compte ses recommandations en temps utile et à lancer l'appel d'offres comme prévu conformément au calendrier serré sont nécessaires au bon fonctionnement du mécanisme.

Selon Elia, il est encore possible de livrer le CRM à temps, mais il est alors urgent de compléter le dossier belge, y compris le cadre législatif plus large (modification de la loi électricité, adoption d'arrêtés royaux) dans les prochaines semaines.

Le processus à mener en Belgique en vue d'approuver les législations nécessaires ne peut attendre la validation finale par la Commission européenne et doit être lancé dès maintenant afin que tout puisse être finalisé avant mars 2021.

Dans l'intervalle, Elia continuera à travailler conformément à la législation et aux instructions en vigueur pour que le CRM puisse encore être mise en œuvre à temps.

Sur la base du cadre actuel, Elia réitère son avis selon lequel un CRM reste nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la meilleure manière possible (techniquement et économiquement).

Elia demande donc de toute urgence la finalisation du dossier de notification et le début du processus d'approbation de la réglementation belge.

16,84 euro/jaar en 19,47 euro/jaar ligt, respectievelijk wanneer het wordt toegepast op basis van afgenomen energie (of afgenomen vermogen).

Het streefniveau van de bevoorradingszekerheid van het land en het resultaat van de concurrerende veiling bepalen de kosten van het CRM. Hoe lager bevoorradingszekerheid hoe groter het risico op tekorten en op pieken in de elektriciteitsprijzen.

— Urgentie van de beslissingen en de uitvoering ervan

Conclusie

Om het CRM te implementeren moet het dossier dringend vervolledigd worden en moet het kader verder gefinaliseerd en geformaliseerd worden.

Het enige ontbrekende element in het Belgische dossier is de keuze inzake de financiering. Het komt de overheid toe om hierin een keuze te maken, opdat de Europese Commissie het Belgische dossier kan analyseren.

De grondige analyse van de Europese Commissie en de mogelijkheid om hun aanbevelingen tijdig in rekening te brengen en alsnog de aanbesteding te lanceren zoals gepland conform de krappe timing is noodzakelijk voor de goede werking van het mechanisme.

Het lijkt Elia nog steeds haalbaar om het CRM tijdig op te leveren, maar dan is de vervollediging van het Belgische dossier, incl. het ruimere wetgevende kader (aanpassing elektriciteitswet, aanname KB's) urgent voor de komende weken.

Het Belgische goedkeuringsproces van de nodige wetgevingen kan niet wachten tot de finale validatie door de Europese commissie en moet nu al opgestart worden zodat alles gefinaliseerd kan worden vóór maart 2021.

Ondertussen blijft Elia conform de huidige wetgeving en instructies verder werken opdat een tijdige implementatie van het CRM mogelijk blijft.

Op basis van het huidige kader, herhaalt Elia zijn advies dat een CRM noodzakelijk blijft om de bevoorradingszekerheid op de beste manier (technisch én economisch) te garanderen.

Aldus verzoekt Elia met urgentie de finalisering van het aanmeldingsdossier en de opstart van het goedkeuringsproces voor de Belgische regelgeving.

2. CREG

Concernant les points de discussion, les principales conclusions sont les suivantes:

— Limitation du coût du CRM

Sans mécanisme de restriction du coût, le CRM peut avoir un impact important sur la facture du consommateur.

Pour le financement du CRM, deux choix doivent être faits:

A. Via le budget de l'État

B. Via la facture du consommateur

1. La manière de collecter les fonds nécessaires – par exemple, via:

— un tarif OSP¹ d'Elia: contrôle de la CREG, pas de liberté de répercussion des coûts pour les fournisseurs;

— les fournisseurs: pas (peu) de contrôle de la CREG, liberté pour les fournisseurs de choisir la manière de répercuter les coûts, ce qui peut être la solution la moins coûteuse).

2. La base tarifaire sur laquelle les coûts à récupérer sont calculés:

1) par kWh prélevé: pas (peu) d'incitation à réduire sa consommation en période de pénurie;

2) sur la base kW en période de pénurie (puissance de crête): incitation importante à réduire sa consommation en période de pénurie, ce qui fait également baisser l'EENS² et, par conséquent, le coût total (si on opte pour un mécanisme de restriction du coût).

— Position de la Commission européenne à l'égard du mécanisme de dégressivité

La Commission européenne a demandé une modification de la dégressivité *offshore*. Il est dès lors peu probable qu'elle accepte, pour le CRM, un système de dégressivité identique au système appliqué pour l'*offshore*, surtout avec un plafond.

¹ Obligation de service public.

² EENS: *Expected Energy Not Served*.

2. CREG

De belangrijkste conclusies over de discussiepunten zijn:

— Beperking kosten CRM

Zonder mechanisme voor de beperking van de kosten kan een CRM een hoge impact hebben op de factuur van de gebruiker.

Voor de financiering van het CRM moeten er twee keuzes gemaakt worden:

A. Via de overheidsbegroting

B. Via de factuur van de consument

1. De manier om inkomsten te verwerven – bijvoorbeeld via:

— een ODV¹-tarief van Elia: controle van de CREG, geen vrijheid voor de leveranciers om kosten door te rekenen;

— leveranciers: geen (weinig) controle van de CREG, leveranciers kiezen vrij op welke manier de kosten worden doorgerekend (wat het meest kostenefficiënt kan zijn).

2. De tariefbasis waarop de te verwerven kosten worden berekend:

1) per afgenomen kWh (energie): geen (weinig) stimulans om afname tijdens periodes van schaarste te doen dalen;

2) op basis van kW tijdens periode van schaarste (piekvermogen): veel stimulans om afname tijdens schaarste te doen dalen, wat ook de EENS² en bijgevolg de totaalkost doet dalen (als gekozen wordt voor het mechanisme voor de beperking van de kosten).

— Europese Commissie over degressiviteitsmechanisme

De Europese Commissie heeft een aanpassing van de degressiviteit voor de offshore aangevraagd. Het is dan ook weinig waarschijnlijk dat de Europese Commissie haar goedkeuring zal hechten aan een systeem van degressiviteit voor het CRM, identiek aan deze voor de offshore, vooral met een plafond.

¹ Openbare Dienst Verplichting.

² EENS: *Expected Energy Not Served*.

En outre, la Commission européenne semble douter de l'applicabilité des critères de réduction des coûts préconisés par l'EEAG (c'est-à-dire au bénéfice des entreprises électro-intensives) aux coûts liés au CRM.

Après avoir examiné l'arrêt du tribunal (troisième chambre élargie) du 15 novembre 2018 (T-793/14) dans l'affaire Tempus Energy Ltd et Tempus Energy Technology Ltd contre Commission européenne, la CREG est arrivée à la conclusion qu'une répercussion des coûts par kW semblait satisfaire aux conditions de l'affaire Tempus. Les résultats par kW prélevé en période de pénurie (définie par les prix de marché les plus élevés) constituent un incitant à réduire le prélèvement dans un contexte de pénurie. Les résultats par kW prélevé au-dessus du prélèvement moyen en période de pénurie (définie par les prix de marché les plus élevés) constituent un incitant encore plus important à réduire le prélèvement dans ce contexte.

Selon la CREG, les simulations d'Elia ne tiennent pas compte de:

- l'impact du réchauffement climatique sur la probabilité de connaître encore, à l'avenir, des hivers extrêmement rigoureux comme dans les années 80. Une étude de la VUB montre que cette probabilité a fortement diminué;

- la réserve stratégique, qui permet de garder des unités existantes à disposition du système. Le règlement 2019/943 oblige pourtant à tenir compte de cet élément;

- si l'on tient compte de l'impact de la réserve stratégique et du climat, le LoLE³ est inférieur à 3 h.

- *Scarcity pricing*

Le *scarcity pricing* a un impact significatif sur la rentabilité de la capacité de pointe.

La Commission européenne soutient ce mécanisme.

Le mécanisme analysé par UCL et la CREG pourrait être mis en œuvre dans le délai demandé par la CE, à savoir pour le 1^{er} janvier 2022.

- Nouvelle simulation

Légalement, une nouvelle simulation belge de l'adéquation de l'offre est prévue d'ici le 30 juin 2021 au plus tard.

³ LoLE: Loss of Load Expectation.

Bovendien lijkt de Europese Commissie zelfs te twijfelen aan de toepasselijkheid van de criteria voor de vermindering uit de EEAG (d.w.z. in het voordeel van de elektro-intensieve ondernemingen) voor de lasten in verband met het CRM.

Na het bestuderen van het Arrest van het Gerecht (Derde kamer – uitgebreid) van 15 november 2018 (T-793/14) in de zaak Tempus Energy Ltd en Tempus Energy Technology Ltd tegen Europese Commissie, komt de CREG tot de conclusie dat een doorrekening per kW lijkt te voldoen aan de voorwaarden van de Tempus Zaak. De resultaten per kW afgenomen in periode van schaarste (vastgelegd door de hoogste marktprijzen), geven een stimulans om afname bij schaarste te verminderen. De resultaten per afgenomen kW hoger dan gemiddelde afname bij schaarste (bepaald door de hoogste marktprijzen) geven een nog sterkere stimulans om afname bij schaarste te verminderen.

Volgens de CREG houden de simulaties van Elia geen rekening met:

- de impact van de klimaatopwarming op de waarschijnlijkheid dat er in de toekomst extreme winters zijn zoals in de jaren 80. Een studie (VUB) toont dat deze waarschijnlijkheid sterk is gedaald;

- de strategische reserve die het mogelijk maakt om bestaande eenheden ter beschikking van het systeem te houden. Volgens verordening 2019/943 moet daarmee rekening gehouden worden;

- als er rekening gehouden wordt met de impact van de strategische en het klimaat ligt de LoLE³ onder de 3 uur.

- *Scarcity pricing*

Scarcity pricing heeft een significante impact op de rendabiliteit van de piekcapaciteit.

De Europese Commissie steunt het mechanisme.

Het door UCL en de CREG geanalyseerde mechanisme kan worden geïmplementeerd binnen de door de EC gevraagde termijn, met name 1 januari 2022.

- Nieuwe simulatie

Wettelijk is een nieuwe Belgische simulatie over de toereikendheid gepland tegen ten laatste 30 juni 2021.

³ LoLE: Loss of Load Expectations.

Elle aura lieu après l'instruction concernant la première enchère, prévue au plus tard le 31 mars 2021.

— Conclusion

En d'autres termes, plusieurs remarques fondamentales peuvent être formulées à propos de la simulation d'Elia: une nouvelle simulation est nécessaire avant d'activer le CRM, c'est-à-dire avant le 31 mars 2021.

Le marché a montré sa résilience lors de l'hiver 2018-2019.

La CREG recommande de garder l'option de la réserve stratégique ouverte: pour un volume beaucoup plus bas (10-20x plus bas), avec moins d'impact sur le marché et un coût beaucoup plus bas pour les consommateurs finaux.

Pour une simulation en T-1, il y aura moins d'incertitude sur le besoin que pour une simulation en T-4.

Une décision annuelle fera en sorte que le coût sera plus bas (p.ex. pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020, le coût de la réserve stratégique était nul).

En tenant compte de la réserve stratégique et de l'impact du réchauffement climatique, le LoLE est inférieur à 3 heures.

3. Professeur Wim Thiery – VUB

Au cours des dernières décennies, les hivers dans le Nord-Ouest de l'Europe sont devenus plus doux en moyenne. Cet adoucissement est conforme à la tendance au réchauffement climatique observée et documentée au niveau mondial. Tant les températures moyennes et que les températures extrêmes ont augmenté, ce qui est symptomatique de ce réchauffement. Dès lors que la consommation d'électricité dans le Nord-Ouest de l'Europe atteint son plus haut niveau pendant les périodes les plus froides, cette tendance au réchauffement aura probablement des conséquences importantes sur l'approvisionnement en électricité.

Dans un nouveau rapport scientifique, les climatologues de la VUB Yi Yao, Wim Thiery et Sebastian Sterl ont analysé les données météorologiques quotidiennes de la Belgique (et de ses pays limitrophes) au cours de la période allant de 1980 à 2019 et étudié (le changement dans) la survenance de jours de froid extrême.⁴ Ils ont ensuite comparé ces informations relatives aux

⁴ Yao, Y., Thiery, W., & Sterl, S. H. (2020). *Winter is leaving: Reduced occurrence of extremely cold days in Belgium and implications for power system planning*. Vrije Universiteit Brussel: https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf.

Dit na instructie voor de eerste veiling gepland tegen ten laatste 31 maart 2021.

— Conclusie

Verschillende fundamentele opmerkingen kunnen met andere woorden worden gemaakt over de simulatie van Elia: er is een nieuwe simulatie nodig voor het CRM wordt geactiveerd, dit is vóór 31 maart 2021.

De Markt heeft tijdens de winter 2018-2019 haar veerkracht getoond.

De CREG pleit ervoor om de optie van de strategische reserve open te houden: voor een veel lager volume (10-20x lager), met minder impact op de markt, én een veel lagere kost voor de eindgebruikers.

Bij een simulatie in T-1 veiling, zal er minder onzekerheid bestaan over de nood dan bij een simulatie in T-4.

Een jaarlijkse beslissing, zal leiden tot een lagere kost (bijvoorbeeld voor de winters 2018-2019 en 2019-2020 bedroeg de kost van de Strategische Reserve nul).

Rekening houdend met de Strategische Reserve en de impact van het klimaat, bedraagt de LoLE minder dan 3 uur.

3. Prof. Dr. Wim Thiery – VUB

De winters in Noordwest-Europa zijn de afgelopen decennia gemiddeld genomen milder geworden. Dit is in overeenstemming met de wereldwijd waargenomen en gedocumenteerde trend van de opwarming van de aarde. Zowel de gemiddelden als de extreme temperaturen zijn verschoven naar hogere bereiken als een symptoom van deze opwarming. Aangezien het gebruik van elektriciteit in Noordwest-Europa in de koudste periodes piekt, heeft deze opwarmingstendens waarschijnlijk belangrijke gevolgen voor de stroomvoorziening.

In een nieuw wetenschappelijk rapport analyseerden VUB-klimaatwetenschappers Yi Yao, Wim Thiery en Sebastian Sterl dagelijkse weergegevens van België (en zijn buurlanden) voor de periode 1980-2019, en onderzochten (verandering in) het voorkomen van extreem koude dagen.⁴ Deze temperatuurinformatie vergeleken ze vervolgens met het optreden van *Loss of Load*

⁴ Yao, Y., Thiery, W., & Sterl, S. H. (2020). *Winter is leaving: Reduced occurrence of extremely cold days in Belgium and implications for power system planning*. Vrije Universiteit Brussel: https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf.

températures avec la survenance de *Loss of Load Expectations* (LoLE, c'est-à-dire de moments où la demande d'électricité dépasse la capacité disponible), telle que simulée dans les modèles de marché de l'électricité du gestionnaire de réseau de transport belge, qui sont, quant à eux, basés sur le mix électrique du pays prévu en 2025 et les données météorologiques historiques afférentes à la période 1982-2015.

Les scientifiques ont constaté qu'il existait une corrélation claire entre les LoLE persistants simulés et les jours de froid extrême, mais que, depuis 1980, la probabilité d'observer de tels jours de froid extrême diminue en Belgique (et dans les pays limitrophes). Sur la base de cette analyse, ils recommandent d'inclure dans les estimations du caractère suffisant de l'approvisionnement en électricité les conséquences historiques et futures du changement climatique en effectuant des études de sensibilité en la matière.

4. DG Énergie

— Le CRM est nécessaire

Après analyse des observations formulées par la CREG sur le CRM, tel qu'il est conçu jusqu'à présent, la DG Énergie estime qu'il n'y a aucune raison de remettre en question le besoin en CRM. Le *Scarcity pricing* sera inclus dans le calcul du volume annuel dès que possible. L'amélioration des forces du marché sera réalisée par le suivi de l'*implementation plan* belge.

— Impact à long terme

Les contrats à long terme sont nécessaires pour pouvoir attirer des investissements et réaliser de nouvelles capacités. Une équité de traitement et maximisation de la concurrence doivent être garanties dans ce contexte.

Il est tenu compte de la transition énergétique: la neutralité technologique est garantie (*the breaking rule* et limites d'émission); lors de la conception, une attention continue est prêtée à la gestion de la demande, etc.

— Timing

Les préparations de la première enchère sont effectuées. Un cadre stable est nécessaire à cet effet. Le dossier de notification doit être complété par une décision sur le financement du CRM.

— Financement et mécanismes potentiels de dégressivité

Expectation (LoLE – moments waarop de vraag naar elektriciteit de beschikbare capaciteit overschrijdt) zoals gesimuleerd in de elektriciteitsmarktmodellen van de Belgische transmissienetbeheerder, die op hun beurt gebaseerd zijn op de verwachte stroommix van het land in 2025 en de historische weerdata uit de periode 1982-2015.

De wetenschappers stelden vast dat er een duidelijke correlatie is tussen gesimuleerde aanhoudende LOLE-events met extreem koude dagen, maar dat sinds 1980 de kans op zulke extreem koude dagen afneemt in België (en in onze buurlanden). Op basis van deze analyse adviseren zij om in schattingen van toereikendheid van stroomvoorziening rekening te houden met de historische en toekomstige gevolgen van de klimaatverandering middels het uitvoeren van sensitiviteitsstudies hieromtrent.

4. AD Energie

— CRM is nodig

Na analyse van de bedenkingen van de CREG bij het CRM, zoals tot nog toe ontworpen, is de AD Energie van oordeel dat er geen reden voor invraagstelling van de nood aan een CRM is. *Scarcity pricing* zal in de jaarlijkse volumeberekening worden opgenomen van zodra mogelijk is. De verbetering van de marktwerking zal worden opgevolgd van het Belgische Implementatieplan.

— Lange-termijnimpact

Er zijn lange-termijncontracten nodig om investeringen te kunnen aantrekken en nieuwe capaciteiten te verwezenlijken. Hierbij moet een gelijke mededinging en een maximalisering competitie worden gewaarborgd.

Er wordt rekening gehouden met de energietransitie: de technologie-neutraliteit is gegarandeerd (*the breaking rule* & uitstootlimieten); bij het design is er een continue aandacht voor vraagbeheer e.a.

— Timing

De voorbereidingen voor een eerste veiling worden getroffen. Hiervoor is een stabiel kader nodig. Het aanmeldingsdossier moet worden vervolledigd met een beslissing over de financieringswijze van het CRM.

— Financiering en mogelijke degressiviteitsmechanismen

Pour rappel, les objectifs de l'AR financement sont inscrits dans l'article 7*quaterdecies* de la loi sur l'électricité.

Il convient de déterminer le mode de financement du mécanisme de rémunération de capacité ainsi que les modalités de répercussion non discriminatoires des montants à financer.

Par le même arrêté, il s'agit de désigner la contrepartie contractuelle et, le cas échéant, les contrôles administratifs et financiers auxquels cette contrepartie est soumise.

Sur base des études réalisées en 2018 par la CREG et Elia à la demande du gouvernement, trois options ont été retenues pour un financement via le consommateur sur base d'hypothèses précises (coût de 350 millions d'euros par an HTVA année de base 2017 option 1) et des analyses de mécanismes de dégressivité possibles. Ce travail a été préparé avec l'ensemble des membres du Comité de suivi CRM. Le résultat en est un outil d'aide à la décision pour le financement à l'attention du gouvernement, remis au cabinet de la ministre de l'Energie le 4 novembre 2019.

Cet outil comprenait également des analyses de mécanismes de dégressivité compatibles avec les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aides d'État.

5. PwC

Trois éléments concernant l'impact de l'introduction d'un CRM sur le consommateur final sont analysés: (1) son coût total, (2) le mécanisme de répartition de ce coût et (3) l'éventuelle mise en place d'un mécanisme d'exemptions et/ou de dégressivité.

— Coût total

L'objectif du CRM est de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays telle que définie par un critère de fiabilité déterminé. Le coût total du mécanisme dépendra du résultat de la mise aux enchères du volume nécessaire pour garantir ladite sécurité.

Le coût total précis du CRM ne peut être déterminé *a priori* car il dépend du résultat d'une enchère dans un marché libéralisé (à savoir concurrentiel).

Ter herinnering: de doelstellingen van het KB Financiering zijn ingeschreven in artikel 7*quaterdecies* van de Elektriciteitswet.

De financieringswijze van het capaciteitsvergoedingsmechanisme met worden bepaald alsook de niet discriminerende nadere regels inzake de afwenteling van de te financieren bedragen.

In hetzelfde besluit moet ook de contractuele tegenpartij worden aangewezen en, in voorkomend geval, de administratieve en financiële controles worden bepaald waaraan deze tegenpartij is onderworpen.

Vertrekkende van de op vraag van de regering in 2018 door CREG en Elia uitgevoerde studies, werden drie opties voor een financiering via de consument op basis van precieze hypothesen (kost van 350 miljoen euro per jaar exclusief BTW met als basisjaar 2017 als optie 1) en de analyses van mogelijke degressiviteitsmechanismen. Dit werd samen met alle leden van het Opvolgingscomité CRM voorbereid. Het resultaat is een beslissingsondersteunend instrument voor de financiering ter attentie van de regering, overgedragen aan het Kabinet van de minister van Energie op 4 november 2019.

Dit instrument omvatte eveneens analyses van degressiviteitsmechanismen die verenigbaar zijn met de richtlijnen van de Europese Commissie met betrekking tot overheidssteun.

5. PwC

Drie elementen betreffende de impact van de instelling van een CRM op de eindverbruiker worden geanalyseerd: (1) de totale kosten ervan, (2) het mechanisme om die kosten te verdelen, en (3) de mogelijke instelling van een vrijstellings- en/of degressiviteitsregeling.

— Totale kosten

Het CRM heeft tot doel 's lands bevoorradingszekerheid te waarborgen zoals die is gedefinieerd aan de hand van een welomschreven betrouwbaarheids criterium. De totale kosten van het mechanisme zullen afhangen van wat het veilen van het benodigde volume om bovenvermelde veiligheid te garanderen, oplevert.

De precieze totale kosten van het CRM kunnen niet vooraf worden bepaald, want die hangen af van het resultaat van een veiling op een geliberaliseerde (dat wil zeggen concurrentiële) markt.

L'objectif de l'enchère est de contracter le volume suffisant pour répondre à la norme de fiabilité fixée et dès lors garantir la sécurité d'approvisionnement.

La CREG présente des estimations de coût de 614 millions d'euros/an et 940 millions d'euros/an [Budget B2] sur base de l'étude réalisée par PwC. Or dans cette étude, PwC estime le coût annuel du CRM à environ 350 millions d'euros/an.

Les estimations de la CREG qui se basent sur l'EENS et le VoLL⁵ ne tiennent pas compte de la contrainte fixée par le critère de fiabilité. Cette méthode "budgétaire" ne garantit pas la sécurité d'approvisionnement.

— Mécanisme de répartition des coûts

À court terme, une approche volumétrique semble être la plus équitable. Lorsque les compteurs intelligents seront massivement installés, il pourra être envisageable d'introduire un aspect capacitaire.

— Mécanisme d'exemptions et/ou de dégressivité

Ce mécanisme doit être basé sur la poursuite d'objectifs définis. À noter que ce mécanisme ne doit pas nécessairement être déterminé pour décider du mode financement et notifier celui-ci à la Commission Européenne. En d'autres termes un éventuel mécanisme d'exemption et/ou d'exonération peut faire l'objet d'une notification ultérieure.

La Commission Européenne n'a pas défini de règle d'exemptions et/ou dégressivité dans le cadre d'un CRM. Elle est cependant défavorable à l'introduction d'un plafond (cf. surcharge *offshore*).

— Conclusions

Les choix relatifs à la conception du CRM ont été pris afin de minimiser son coût total tout en garantissant la Sécurité d'approvisionnement. L'attention doit être portée sur mécanisme de répartition de ce coût. Un éventuel mécanisme d'exemption et/ou de dégressivité peut être défini et notifié ultérieurement.

La DG Énergie recommande de sélectionner par priorité les mécanismes de financement et les modalités de répartition des coûts pour pouvoir notifier le CRM à la Commission européenne et de reporter le débat

De veiling beoogt ervoor te zorgen dat men zich verbindt tot levering van het toereikende volume om aan de vastgelegde betrouwbaarheidsnorm te voldoen en derhalve de bevoorradingszekerheid te garanderen.

Op grond van de door PwC uitgevoerde studie presenteert de CREG kostenramingen van 614 miljoen euro/jaar en 940 miljoen euro/jaar [budget B2]. In die studie raamt PwC de jaarlijkse CRM-kosten echter op ongeveer 350 miljoen euro/jaar.

De ramingen van de CREG, die gebaseerd zijn op de EENS⁵ en de VoLL, houden geen rekening met de beperking die door het betrouwbaarheids criterium wordt opgelegd. Die "budgettaire" methode garandeert de bevoorradingszekerheid niet.

— Kostenverdelingsmechanisme

Op korte termijn lijkt een volumetrische benadering het billijkst. Wanneer de slimme meters massaal zullen geïnstalleerd zijn, zal kunnen worden overwogen om een capaciteitsaspect in te voeren.

— Vrijstellings- en/of degressiviteitsregeling

Deze regeling moet berusten op het nastreven van welomschreven doelstellingen. Er zij op gewezen dat die regeling niet noodzakelijkerwijs hoeft te worden vastgelegd om over de financieringswijze te beslissen en om die ter kennis te brengen van de Europese Commissie. Anders gesteld: van een eventuele vrijstellings- en/of ontheffingsregeling kan later kennis worden gegeven.

De Europese Commissie heeft geen vrijstellings- en/of degressiviteitsregel gedefinieerd in het kader van een CRM. Zij is echter gekant tegen de instelling van een maximumbedrag (cf. de *offshore*-toeslag).

— Conclusies

Aangaande het ontwerp van het CRM zijn de nodige keuzes gemaakt om de totale kosten ervan tot een minimum te beperken en tegelijkertijd de bevoorradingszekerheid te waarborgen. De aandacht moet gaan naar het mechanisme ter verdeling van die kosten. Een eventuele vrijstellings- en/of degressiviteitsregeling kan later worden gedefinieerd en ter kennis worden gebracht.

De AD Energie beveelt aan om bij voorrang de financieringsregelingen en de nadere kostenverdelingsregels te selecteren om de Europese Commissie van het CRM in kennis te kunnen stellen, alsook om het debat over

⁵ VoLL: Value of Lost Load.

⁵ VoLL: Value of Lost Load.

sur les éventuelles exemptions et dégressivité à une notification ultérieure.

II. — ÉCHANGE DE VUES

A. Répliques des invités

M. Koen Locquet, CREG, formule la réplique suivante à la discussion relative à la dégressivité.

La CREG n'a pas formulé d'exclusives en la matière, mais a uniquement rappelé les discussions actuellement menées avec la Commission européenne au sujet de la dégressivité *off shore*. À ce propos, la CREG a remis en mémoire l'affaire Tempus et renvoyé au système polonais en guise de précédent.

La Commission européenne ne s'est pas encore prononcée en ce qui concerne la dégressivité *off shore*, mais il semblerait qu'elle émette des objections à l'encontre du plafond. La CREG a déjà formulé des propositions par le passé pour y remédier éventuellement sur la base de la directive EEAG, avec des critères basés sur l'environnement, alors qu'un avantage pourrait bel et bien être accordé aux entreprises électro-intensives. Il convient toutefois de noter que la directive EEAG s'applique aux sources d'énergie renouvelables *off shore*. Reste dès lors à savoir si la Commission européenne suivra le même raisonnement pour le CRM. Cela ne va pas de soi.

S'agissant du précédent polonais, il convient d'expliquer ce qui suit: le but du CRM étant d'éliminer les pics, ce que propose la Pologne va à l'encontre de l'objectif poursuivi, notamment parce que la Pologne souhaite faire une distinction entre les prix de pointe et les prix normaux afin de pouvoir accorder des réductions en cas de prix de pointe, ce qui décourage moins les pics. La Commission européenne semble soutenir ce raisonnement, mais M. Locquet souligne qu'aucune décision finale n'a encore été prise par la Commission européenne à propos du système polonais.

M. Andreas Tirez, CREG, ajoute que l'on pourrait encore débattre longuement de la question de savoir si l'on peut appliquer ou non une actualisation de 8,5 % et si un coût actualisé est utile ou non dans ce contexte, mais l'orateur est convaincu que la CREG et PwC s'accordent sur le fait que ce sera finalement le coût nominal qui figurera sur la facture de l'utilisateur final. Même si l'impact sur le budget est calculé sur la base d'un coût

de possibles exemptions et dégressivité à une notification ultérieure.

II. — GEDACHTEWISSELING

A. Replieken van de genodigden

De heer Koen Locquet, CREG, repliceert als volgt op de discussie met betrekking tot de degressiviteit.

De CREG heeft ter zake geen exclusiviteiten gesteld, maar heeft enkel in herinnering gebracht welke discussies over de degressiviteit *offshore* met de Europese Commissie lopende zijn. In dit verband herinnerde de CREG aan de Tempus-zaak en werd ook verwezen naar het Poolse systeem bij wijze van precedent.

Over de degressiviteit *off shore* heeft de Europese Commissie nog steeds geen uitspraak gedaan, maar het ziet ernaar uit dat de Europese Commissie bezwaren zal maken tegen het plafond. De CREG heeft in het verleden al voorstellen gedaan om daaraan eventueel te remediëren op basis van de EEAG-richtlijn, met criteria gebaseerd op het leefmilieu en waarbij er voor elektro-intensieve bedrijven wel een voordeel zou kunnen worden gegeven. Er zij wel op gewezen dat de EEAG-richtlijn geldt voor hernieuwbare energiebronnen in het kader van de *off shore*. De vraag rijst dan ook of de Europese Commissie voor het CRM dezelfde redenering zal volgen. Dat is niet vanzelfsprekend.

Voor wat het Poolse precedent betreft, moet nog het volgende worden toegelicht: het is de bedoeling van een CRM dat pieken zouden verdwijnen. Maar wat Polen voorstelt, druist in tegen het beoogde doel, met name omdat men in Polen een onderscheid wenst te maken tussen de piekprijzen en de normale prijzen om reducties te kunnen toekennen in geval van piekprijzen, hetgeen pieken minder ontmoedigt. De Europese Commissie lijkt mee te gaan in deze redenering, maar de heer Locquet wijst erop dat er nog geen definitieve beslissing werd genomen door de Europese Commissie over het Poolse systeem.

De heer Andreas Tirez, CREG, vult nog aan dat er nog lang kan worden gediscussieerd over het feit of er een actualisatie van 8,5 % mag worden toegepast of niet en of een geactualiseerde kost in dit kader nuttig is of niet, maar de spreker is ervan overtuigd dat zowel CREG als PwC het eens zijn over het feit dat het uiteindelijke de nominale kost zal zijn die op de factuur van de eindgebruiker zal terug te vinden zijn. Ook als

actualisé. Dès lors, M. Tirez trouve cette méthode de travail pour le moins curieuse.

L'orateur souligne par ailleurs que la méthodologie concernant la réserve stratégique n'a pas encore été approuvée. Actuellement, les gestionnaires de réseau établissent encore eux-mêmes la méthode de calcul de la capacité. La nouvelle méthodologie sera définie début août 2020 par les régulateurs des États membres de l'Union européenne travaillant ensemble dans le cadre de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

En outre, la réserve stratégique peut également développer de nouvelles capacités. Le meilleur exemple est précisément le cas belge: durant l'hiver 2015-2016, le système belge de réserves stratégiques a ajouté de nouvelles capacités à hauteur de 350 MW pour répondre à la demande (*demand response*).

Outre les enchères polonaises, auxquelles le représentant de PwC a fait référence, l'orateur souhaite mentionner les enchères irlandaises: pour la dernière enchère irlandaise T-4, le coût était de 46 000 €/MW, ce qui est nettement supérieur au montant de 19 500 €/MW appliqué par PwC.

M. Tirez souligne cependant qu'on ne peut pas savoir, à l'avance, quel sera le coût final si on n'opte pas pour le mécanisme de limitation des coûts.

En ce qui concerne l'exemple italien, M. Tirez souligne que l'architecture du système a fait l'objet de très longues concertations, mais que tout s'est accéléré dès le début de sa mise en place: le prix plafond a été atteint à deux reprises lors de la première enchère (33 000 euros/MW pour la capacité existante et 75 000 euros/MW pour la nouvelle capacité). Mais elle n'a pas attiré une capacité suffisante. C'est pourquoi des *price caps* ont été appliqués. L'Italie a en effet voulu acheter plus de capacité, mais le *price cap* a été atteint en raison d'une pénurie de l'offre. Un scénario similaire risque de se produire en Belgique.

Mme Sigrîd Jourdain, DG Énergie, insiste pour que la discussion se concentre sur ce qui est vraiment urgent, et donc sur le choix du financement du CRM: il y a lieu de clarifier ce financement, le mode de répercussion et la désignation de la partie contractante. La notification à la Commission européenne d'un système de dégressivité pourra encore avoir lieu à une date ultérieure. Il est toutefois urgent de prendre une décision sur le mode

men de impact op de begroting berekent op basis van een geactualiseerde kost, dan vindt de heer Tirez deze werkwijze op zijn minst opmerkelijk.

Voorts wijst de spreker erop dat de methodologie voor de strategische reserve nog niet werd goedgekeurd. De netbeheerders bepalen tot nog zelf de methodologie voor de capaciteitsberekening. De nieuwe methodologie zal begin augustus 2020 bepaald worden door de regulatoren van de EU-lidstaten, die samenwerken in het kader van ACER.

Bovendien kan de strategisch reserve ook nieuwe capaciteit ontwikkelen. Het beste voorbeeld hiervan is juist een Belgisch voorbeeld: in de winter 2015-2016 heeft het Belgische systeem van strategische reserves nieuwe capaciteit toegevoegd. Het betrof 350 MW aan *demand response* aanvragen.

Behalve de Poolse veilingen, waarnaar de vertegenwoordiger van PwC verwijst, wenst de spreker ook de Ierse veilingen onder de aandacht te brengen: voor de laatste Ierse veiling T-4 bedroeg de kost 46 000 euro/MW, wat toch beduidend hoger is dan het bedrag van 19 500 euro/MW, dat door PwC wordt gehanteerd.

De heer Tirez wijst er wél op dat men op voorhand niet kan weten wat de uiteindelijke kostprijs zal zijn als men niet kiest voor het mechanisme van kostenbesparing.

Voor wat het Italiaanse voorbeeld betreft, wijst de heer Tirez er nog op dat er zeer lang is overlegd over de architectuur van het systeem, maar dat alles in een stroomversnelling is terechtgekomen van zodra men is gestart met de invoering ervan: bij de eerste veiling werd tot tweemaal toe het prijsplafond bereikt (van 33 000 euro/MW voor bestaande capaciteit en van 75 000 euro/MW voor nieuwe capaciteit. Maar er werd onvoldoende capaciteit aangetrokken. Dat is dan ook de reden waarom men *price caps* heeft gehanteerd. Men wilde immers meer capaciteit aankopen maar omwille van een schaarste in het aanbod, werd de *price cap* bereikt. Een gelijkaardig scenario dreigt zich voor te doen in België.

Mevrouw Sigrîd Jourdain, AD Energie, dringt erop aan om de discussie toe te spitsen op wat echt dringend is, met name de keuze van de financiering van het CRM: er moet duidelijkheid komen over de financiering, de wijze van de gevolgen en de aanwijzing van de contractuele partij. De aanmelding bij de Europese Commissie van een systeem van degressiviteit kan nog op een later tijdstip geschieden. Een beslissing over de financieringswijze

de financement du CRM pour boucler le dossier de notification à la Commission européenne.

Mme Pascale Fonck, Elia, déclare que c'est la première fois qu'Elia s'est vue présenter les conclusions de l'étude de la VUB sur les changements climatiques commandée par la CREG. Elle en prend acte et l'étudiera. Dans la conclusion de cette étude, un lien est établi entre le LoLE et le climat. Ce lien n'est pas inconnu d'Elia et a déjà été pris en compte lors de la préparation de l'étude sur l'adéquation. Des analyses probabilistes sont effectuées sur un grand nombre d'années climatiques pour alimenter le modèle. Elia peut confirmer l'existence de ce lien et elle y voit la confirmation de sa démarche lors de l'élaboration de l'étude sur l'adéquation.

L'oratrice déduit des résultats de l'étude de la VUB que l'on peut s'attendre à une diminution de la probabilité d'hivers extrêmement rigoureux. Mais Elia en déduit aussi que le risque d'hivers rigoureux ne peut pas être exclu. Or, le but du CRM est de se préparer aux situations difficiles afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Lorsqu'on applique une méthode probabiliste, l'une des meilleures pratiques, en matière de statistiques, consiste à se baser sur l'échantillon le plus large possible, précisément pour garantir la représentativité des résultats. C'est un soulagement de lire, dans les conclusions de l'étude de la VUB, qu'il faut essayer de trouver un juste équilibre entre cet élément et la robustesse de l'étude. Cependant, Elia s'interroge sur la méthode consistant à enlever certaines années d'un échantillon parce que les conditions climatiques de ces années sont jugées indésirables. La possibilité d'un hiver extrêmement rigoureux persiste, même si ce risque est faible. Elia estime qu'il convient de se préparer à toutes les éventualités, y compris au risque d'un hiver rigoureux.

Le professeur Wim Thiery, VUB, souligne que l'étude indique que la diminution du risque de températures extrêmement froides est une conclusion très solide de la climatologie.

S'agissant du compromis entre la représentativité du climat actuel et la période la plus longue possible, M. Thiery souligne que les froides journées d'hiver des années 1980 ne sont pas représentatives du climat actuel. L'orateur étaye ses propos à l'aide d'une diapositive de l'IRM qui indique également que le climat observé à Uccle dans les années 1980 était très différent du climat de la dernière décennie et du climat que nous pouvons attendre au cours de la décennie à venir. Il importe en effet de prendre en compte la période la plus longue

van het CRM is echter wél dringend in functie van de vervollediging van het aanmeldingsdossier aan de Europese Commissie.

Mevrouw Pascale Fonck, Elia, verklaart dat Elia voor het eerst een presentatie krijgt met de bevindingen van de VUB-studie betreffende de klimaatveranderingen die door de CREG werd besteld. Zij neemt er akte van en zal het verder bestuderen. In de conclusie van deze studie wordt er een verband gelegd tussen de LoLE en het klimaat. Dit verband is Elia niet onbekend en de opmaak van de adequacy-studie werd hiermee reeds rekening gehouden. Er worden probabilistische analyses gemaakt die gebaseerd zijn op een groot aantal klimaatjaren om het model te voeden. Elia kan het bestaan bevestigen van dit verband en zij ziet hiervan de bevestiging van haar benadering bij de opmaak van de adequacy-studie.

De spreekster begrijpt uit de bevindingen van de VUB-studie dat een daling van de waarschijnlijkheid op extreem strenge winters kan worden verwacht. Maar Elia begrijpt hieruit dat het risico op strenge winters niet wordt uitgesloten. Het is nochtans de bedoeling met het CRM om zich voor te bereiden op moeilijke situaties om de energiebevoorradingszekerheid te garanderen. Bij het toepassen van een probabilistische methode, hoort het tot de *best practices* van de statistiek om zich te baseren op een zo breed mogelijk staal. Dit juist om de representativiteit van de resultaten te garanderen. Het is een opluchting in de conclusies van de VUB-studie vast te stellen dat men een goed evenwicht moet trachten te vinden tussen dit element en de robuustheid van de studie. Elia stelt zich echter vragen bij de methode waarbij bepaalde jaren uit een staal worden gelicht omdat men de klimatologische omstandigheden van die jaren onwenselijk acht. Er bestaat nog altijd een kans op een extreem koude winter, zelfs al is het weinig waarschijnlijk. Elia is van oordeel dat men zich moet voorbereiden op alle mogelijke situaties, dus ook deze van een strenge winter.

Prof. dr. Wim Thiery, VUB, onderstreept dat de studie aantoont dat de daling van de kans op extreme koude temperaturen een zeer robuuste bevinding is van de klimaatwetenschap.

Voor wat het compromis betreft tussen representativiteit voor het huidige klimaat en een zo'n lang mogelijke periode, benadrukt de heer Thiery dat de koude winterdagen van de jaren 80 van de vorige eeuw niet representatief zijn voor het huidige klimaat. De spreker staft zijn stelling door het tonen van een slide van het KMI die ook aantoont dat het klimaat in Ukkel in de jaren tachtig zeer sterk afwijkt van het klimaat van het afgelopen decennium en van het decennium dat we de volgende tien jaar mogen verwachten. Het is inderdaad

possible afin d'inclure la plus grande variabilité possible. Mais quand on remonte trop loin dans le passé, on examine un climat qui n'est plus comparable au climat actuel. En d'autres termes, il faut trouver le bon équilibre. Dans l'étude sur l'adéquation réalisée par Elia, la balance penche peut-être trop vers la prise en compte d'une longue période. M. Thiery recommande dès lors de se fonder davantage sur des périodes plus courtes et plus représentatives du climat actuel. En outre, l'orateur souligne que si Elia tient à tenir compte d'une longue période, il est parfaitement possible de dégager la tendance de la période en utilisant des méthodes statistiques. On pourra ainsi utiliser les 150 années de données disponibles, à condition d'y appliquer une correction liée au changement climatique.

M. Andreas Tirez, CREG, conclut en soulignant que l'étude de la VUB a été transmise par voie électronique aux membres du Comité de suivi CRM il y a un mois.

B. Questions et observations des membres

Selon *M. Bert Wollants (N-VA)*, les exposés n'ont pas vraiment permis de se rapprocher d'une solution. Les réponses aux questions posées précédemment sont en effet très divergentes et le fossé se creuse. Il appartient aux députés de trouver une solution pour maintenir le mécanisme de rémunération de capacité (CRM). Toutefois, cela exigera des garanties sur le coût.

L'intervenant estime que le CRM risque encore d'entraîner des coûts considérables pour les ménages et les entreprises, même compte tenu des initiatives annoncées devant réduire les coûts.

Il déplore d'ailleurs les réticences à l'égard de ces initiatives: soit le système coûte moins cher que prévu, auquel cas tout le monde devrait être d'accord, selon lui, de faire tout qui est possible pour réduire les coûts, soit le système coûte beaucoup plus cher, mais, dans ce cas, on demande aux députés d'accepter un chèque en blanc. Il estime que cela pose un vrai problème.

L'intervenant estime aussi que l'on s'intéresse trop peu à la question de savoir par qui ce système sera financé. Il voudrait éviter de revivre la situation que l'on a connue avec les coûts de l'électricité verte. Il rappelle en outre que ce ne sont pas les opérateurs qui devront se justifier auprès de ceux qui devront payer, mais bien les députés. Voilà également pourquoi il estime qu'il leur incombe de définir les règles.

important om een zo lang mogelijke periode in rekening te brengen om zoveel mogelijk variabiliteit mee te nemen. Maar als men deze periode té ver gaat terugbrengen naar het verleden, komt men in een klimaat terecht dat niet meer vergelijkbaar is met het klimaat van vandaag. Men moet met andere woorden zoeken naar een juist evenwicht. In de Elia-adequacystudie helt de balans wellicht té veel over naar het in rekening brengen van een lange periode. De heer Thiery beveelt dan ook aan om meer rekening te houden met kortere periodes die meer representatief zijn voor het huidige klimaat. Bovendien, indien Elia vasthoudt aan het in rekening brengen van een lange periode, wijst de spreker erop dat het perfect mogelijk is om aan de hand van statistische methodes de trend uit de periode te halen. Zo kan men de volledige 150 jaar aan beschikbare data te gebruiken, mits het toepassen van een correctie voor de klimaatverandering.

De heer Andreas Tirez, CREG, wijst er ten slotte nog op dat de VUB-studie een maand geleden elektronisch aan de leden van het Opvolgingscomité CRM werd bezorgd.

B. Vragen en opmerkingen van de leden

Volgens *de heer Bert Wollants (N-VA)* werd er in de uiteenzettingen niet veel gezegd dat een oplossing dichterbij zou kunnen brengen. De antwoorden op de eerder gestelde vragen lopen immers sterk uiteen en de kloof wordt steeds groter. Het komt de parlementsleden toe om tot een oplossing te komen om het capaciteitsremuneratiemechanisme (CRM) te behouden. Daarvoor zijn er echter garanties over de kost ervan nodig.

De spreker is van mening dat het CRM potentieel nog altijd gigantische kosten voor gezinnen en bedrijven met zich zal meebrengen, zelfs met de inachtneming van aangekondigde initiatieven die de kosten moeten drukken.

Hij stoort zich trouwens aan de terughoudendheid ten opzichte van die initiatieven. Ofwel kost het systeem minder, en dan verwacht hij dat iedereen ermee akkoord gaat dat men er alles aan doet om de kosten te drukken, ofwel kost het systeem een pak meer en dan vraagt men eigenlijk aan de parlementsleden om een blanco cheque te aanvaarden. En dat is een probleem, zegt hij.

De spreker vindt ook dat er te weinig aandacht is voor zij die het systeem zullen moeten betalen. Hij wil niet in een gelijkaardige situatie terechtkomen als met de kosten van de groene stroom. Bovendien stelt hij dat niet de marktspelers verantwoording zullen moeten afleggen bij de betalende, maar wel de parlementsleden. Ook daarom vindt hij dus dat het de parlementsleden toekomt om de krijtlijnen uit te tekenen.

M. Wollants peut en outre difficilement admettre que les calculs aient été effectués suivant les instructions de Mme Marghem, ministre de l'Énergie, de l'Environnement et du Développement durable, pour aboutir *in fine* à un montant de 350 millions d'euros. De plus, il s'agit de 350 millions d'euros après imputation de l'actualisation de 8,5 %. Il peut difficilement imaginer que, durant une mise aux enchères, un opérateur mette une centrale sur le marché pour une somme donnée et que celle-ci soit ensuite soumise à une actualisation, puis que l'opérateur obtienne finalement un montant inférieur à son offre.

L'intervenant constate également que les calculs de PwC sont aujourd'hui dépassés. Il cite quelques exemples pour clarifier son point de vue.

D'après M. Wollants, les coûts du système dépendent du prix maximum par mégawatt (MW) et du volume. Il plaide pour que l'on revoie aussi bien le prix que le volume à la baisse.

Pour réduire le prix, une solution consiste, selon lui, à imposer une limite de prix. Le coût de 83 000 euros/MW estimé par PwC est en effet exorbitant. Aucun CRM européen n'a abouti à un prix plus élevé ces cinq dernières années. L'intervenant énumère ensuite quelques pays qui appliquent un tarif inférieur par MW et demande pourquoi le système coûte tellement plus cher en Belgique.

À cet égard, l'intervenant renvoie à un document d'Elia faisant état d'une double limite de prix: 20 000 euros/MW comme limite de prix intermédiaire et 70 000 euros/MW comme limite de prix globale. L'intervenant se demande si ces prix sont suffisamment bas. Il demande aussi que ces montants soient commentés.

S'agissant du volume, l'intervenant épingle d'abord les différences entre les visions d'Elia et de la CREG. La CREG veut une mise aux enchères T-1 de 6 GW tandis qu'Elia préconise 2 GW. Parallèlement, il observe que si des décisions sont prises en matière de sortie de l'énergie nucléaire, des décisions devront également être prises pour une partie du volume ne devant plus être rémunérée. Le membre estime que ces points devront encore être débattus.

Enfin, M. Wollants déplore qu'un arrêté royal alternatif n'ait pu être consulté que durant quatre jours durant le confinement en raison de la crise du coronavirus.

Mme Tinne Van der Straeten (Ecolo-Groen) rappelle aux membres du Comité de suivi "CRM" que les députés ont besoin d'eux pour trouver des solutions dans ce dossier, par exemple en ce qui concerne le coût du

De heer Wollants heeft het er ook moeilijk mee dat de berekeningen zijn gemaakt in functie van de instructie van minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling, mevrouw Marghem, om tot een eindbedrag van 350 miljoen euro te komen. Bovendien gaat het om 350 miljoen euro, na de verrekening van de 8,5 % actualisering. Hij kan zich moeilijk voorstellen dat iemand in de veiling een centrale aan een zeker bedrag in de markt zet en dat die vervolgens onderworpen wordt aan een actualisering en uiteindelijk minder krijgt dan wat is geboden.

De spreker stelt ook vast dat het rekenwerk van PwC ondertussen gedateerd is. Hij geeft een aantal voorbeelden om deze stelling te verduidelijken.

Volgens de heer Wollants hangen de kosten van het systeem af van de maximale prijs per megawatt (MW) en van het volume. Hij roept op om zowel de prijs als het volume te verlagen.

Om de prijs te verlagen, ziet hij heil in een prijslimiet. De ingeschatte kost door PwC van 83 000 euro/MW is immers enorm hoog. Geen enkele Europese CRM heeft de laatste vijf jaar een hogere prijs opgeleverd. De spreker somt daarna enkele landen op die een lagere prijs per MW hanteren, en vraagt zich af waarom het in België zo veel meer kost.

De spreker verwijst in dat kader naar een document van Elia waar sprake is van een dubbele prijslimiet: 20 000 euro/MW als intermediaire prijslimiet en 70 000 euro/MW globale prijslimiet. De spreker vraagt zich af of die prijzen laag genoeg zijn. Hij vraagt ook duiding bij die bedragen.

Wat het volume betreft, wijst de spreker vooreerst op de verschillen tussen de visies van Elia en de CREG. De CREG wil 6 GW in een T-1 veiling, terwijl Elia pleit voor 2 GW. Daarnaast stelt hij dat, als er beslissingen worden genomen over de kernuitstap, er ook beslissingen moeten komen over een deel van het volume dat niet meer vergoed moet worden. Over deze punten moet nog verder gediscussieerd worden, zo meent het lid.

Tot slot betreurt de heer Wollants het dat een alternatief koninklijk besluit is uitgewerkt dat slechts vier dagen ter inzage lag tijdens de *lockdown* als gevolg van de coronacrisis.

Mevrouw Tinne Van der Straeten (Ecolo-Groen) herinnert de leden van het Opvolgingscomité "CRM" eraan dat de parlementsleden hen nodig hebben om oplossingen te vinden in dit dossier, bijvoorbeeld voor

CRM. Elle ajoute que plus les avis divergeront au sein du Comité et plus la tâche des députés sera compliquée.

L'intervenante demande que l'on n'oublie pas la hausse des coûts. Comme l'indique Elia à juste titre: le CRM est résiduel et doit le rester. C'est un mécanisme de marché. Le déficit de revenus sera moindre si le marché fonctionne bien. L'intervenante estime que le CRM peut exercer une grande influence sur le fonctionnement du marché. Notre marché de l'énergie a trop d'actifs vieillissants dans lesquels on n'a pas assez investi, et la concurrence y est faible, ce qu'elle déplore. Elle voit dans le CRM – complété d'un *scarcity pricing* – un instrument qui permettra de flexibiliser notre marché. Dans le domaine de la décarbonisation, où beaucoup de choses restent à faire, le CRM peut également jouer un rôle majeur.

L'intervenante indique qu'une loi instaurant un mécanisme de rémunération de la capacité a été votée et qu'il importe aujourd'hui de permettre sa mise en œuvre tout en gardant la maîtrise des coûts. Un financement adapté ne suffira pas. Il faudra également avancer d'autres pistes pour atteindre cet objectif.

L'intervenante indique ensuite que, dans l'étude d'Elia, il est surtout question des coûts du CRM et moins de ses bénéfices, par exemple d'une hausse de la capacité et d'une baisse du pic entraînant une baisse des prix de gros. Si l'on prend ces deux éléments en compte, quel est alors le coût net?

Dans sa réponse à la question précédemment posée sur l'impact socioéconomique des différents critères par catégorie de consommateurs et à propos de son effet potentiel sur l'écart d'approvisionnement, Elia évoque le plan de délestage. Mme Van der Straeten s'en étonne. Elle ne comprend pas bien le lien entre le pilotage de la demande et le plan de délestage. En effet, elle estime que le plan de délestage n'est activé que lorsqu'il est pratiquement trop tard et pour éviter une panne d'électricité.

Ensuite, l'intervenante indique que l'Italie applique un "*cap*" unitaire comme système de limitation des coûts. Est-ce une alternative possible à la méthode de limitation des coûts proposée par la CREG?

La CREG indique que lorsque le CRM est répercuté sur les factures des citoyens et des entreprises, par le biais des obligations de service public (OSP), c'est au contrôle de la CREG que l'on doit la diminution de coûts. L'intervenante demande si c'est effectivement le cas en pratique. En effet, la limitation des coûts des

de la part de la CREG. De la part de la CREG, la tâche des députés sera compliquée.

De la part de la CREG, la tâche des députés sera compliquée.

De la part de la CREG, la tâche des députés sera compliquée.

De la part de la CREG, la tâche des députés sera compliquée.

De la part de la CREG, la tâche des députés sera compliquée.

De la part de la CREG, la tâche des députés sera compliquée.

De la part de la CREG, la tâche des députés sera compliquée.

parcs éoliens *offshore*, que l'on répercute également sur la facture, découle moins du pouvoir de contrôle de la CREG que d'un choix politique visant à réduire globalement les coûts dans le cadre des parcs LCW. Et, concernant les contributions fédérales, il a également été décidé de ne pas indexer certains fonds.

Mme Van der Straeten demande ensuite ce qu'il faudrait faire pour garantir la diminution du pic pour les ménages. À cet égard, la plupart des membres du Comité de suivi ont évoqué les compteurs intelligents, qui relèvent de la compétence des régions. L'intervenante plaide toutefois pour plus de coopération entre les régions et le niveau fédéral en la matière. Elle demande également que les régulateurs et les gestionnaires de réseau élaborent des règles techniques pour s'échanger des messages. Une diminution du pic, poursuit-elle, aide en termes de volume de capacité du CRM et se traduira par un marché plus performant et, partant, par un meilleur système résiduel.

Les orateurs de la VUB avaient déclaré dans le cadre des données LoLE qu'ils n'avaient pas pu travailler avec le set de données qu'ils auraient voulu utiliser. L'intervenante regrette que les données-sources n'aient pas été disponibles. Ces données sont-elles donc si confidentielles? Quel aurait été l'impact de l'utilisation de ces autres données? L'intervenante se demande également si les modèles utilisés tiennent compte d'une limitation de l'augmentation de la température, comme le prévoit l'Accord de Paris. Est-il par ailleurs recommandé de tenir compte des résultats de l'étude de la VUB pour disposer d'une sensibilité supplémentaire? La prise en compte de cette sensibilité pose-t-elle problème à Elia?

Mme Van der Straeten demande ensuite si le coût actualisé de 345 millions d'euros cité par PwC est basé sur les chiffres qui ont été fournis la première fois, au moment où l'on ne disposait encore d'aucune donnée concernant la conception. Des choix ont en effet été opérés dans l'intervalle au sujet de la conception, et cela a un impact sur le coût. Est-il dès lors opportun de se baser sur les chiffres de l'époque? Est-il opportun de procéder à une actualisation fondée exclusivement sur un taux d'actualisation? En d'autres termes, la conception ne doit-il pas également être pris en compte? Le coût actualisé de 345 millions d'euros ou le coût nominal de 614 millions d'euros correspondant figurera-t-il sur la facture?

L'intervenante souligne enfin que l'étude de PwC retient trois pistes de financement pour le CRM: l'OSP, la contribution du fournisseur et les moyens généraux. L'intervenante constate que cette dernière piste n'a pas été suffisamment explorée et elle se demande quelles en sont les raisons.

windparken, die ook worden doorgerekend op de factuur, niet zozeer te verklaren door de controlebevoegdheid van de CREG, maar door de beleidskeuze om in het kader van de LCW-parken globaal de kostprijs te verlagen. In het kader van de federale bijdragen is er dan weer voor gekozen om bepaalde fondsen niet te indexeren.

Vervolgens vraagt mevrouw Van der Straeten wat er nodig is om de vermindering van de piek voor de gezinnen te verzekeren. De meeste leden van het Opvolgingscomité hebben hiervoor verwezen naar de slimme meters die onder de bevoegdheid van de gewesten vallen. De spreekster pleit echter voor meer samenwerking tussen de gewesten en het federale niveau op dat vlak. Ze vraagt ook dat de reguleatoren en netbeheerders technische regels uitwerken om berichten uit te wisselen. De piek verminderen, voegt ze eraan toe, helpt op het vlak van het capaciteitsvolume van het CRM en zal leiden tot een beter werkende markt en dus een beter residueel systeem.

De sprekers van de VUB hadden aangegeven in het kader van de LoLE-data niet te hebben kunnen werken met de gewenste dataset. De spreekster betreurt het dat de brondata niet beschikbaar waren. Zijn die data dan zo confidentieel? Wat was de impact geweest van het werken met die andere data? Ze vraagt zich ook af of de gehanteerde modellen rekening houden met een beperking van de temperatuurstijging, zoals wordt beoogd in het Akkoord van Parijs. Wordt er ook aangeraden om de resultaten van de VUB-studie als een extra sensitiviteit mee te nemen? Is het voor Elia een probleem om dergelijke sensitiviteit mee te nemen?

Mevrouw Van der Straeten vraagt zich vervolgens af of de geactualiseerde kost van 345 miljoen euro die door PwC wordt naar voren geschoven, gebaseerd is op de cijfers die de eerste keer zijn opgeleverd op het moment waarop nog niks geweten was over de design. Ondertussen zijn er immers wel al keuzes gemaakt over de design en heeft dat een impact op de kostprijs. Is het dan wel relevant om te werken met de cijfers van toen? Is een actualisering louter op basis van een discontovoet relevant? Met andere woorden, moet de design ook niet verrekend worden? Komt de geactualiseerde kost van 345 miljoen euro of de nominale koste van 614 miljoen euro die ermee overeenkomt op de factuur terecht?

De spreekster merkt tot slot op dat er in de PwC-studie drie financieringspistes worden weerhouden voor het CRM: de ODV, de leveranciersbijdrage en de algemene middelen. De spreekster stelt vast dat de laatste piste onderbelicht is gebleven en vraagt zich af waarom.

M. Malik Ben Achour (PS) s'inquiète des divergences d'analyse de plus en plus importantes entre les membres du Comité de Suivi "CRM" et il soulève les difficultés que cela entraîne pour le parlement dans son positionnement. En outre, devoir en tant que parlementaire assumer une compétence du gouvernement lui pose problème. Il ne revient, selon lui, pas au parlement de trancher sur le financement ou sur le volume, mais bien à la ministre de l'Énergie, et au gouvernement.

L'orateur dit être en faveur du CRM, dans la mesure où celui-ci est la condition nécessaire pour sortir du nucléaire, mais pas n'importe lequel ni à n'importe quel prix. Le coût du CRM est une donnée importante, ajoute-t-il, et il est exclu que les ménages en portent le coût et pas les entreprises.

Dans la mesure où il n'est pas nécessaire que la Commission européenne décide du mécanisme de dégressivité avant l'enchère T-4, l'orateur se demande pourquoi la CREG estime qu'il est difficile de reporter la décision quant à cette dégressivité à une date ultérieure.

Si on veut que la facture soit la moins élevée possible, voire même nulle pour les ménages, si on veut préserver la compétitivité des entreprises et qu'on envisage dès lors un financement via le budget de l'État, l'orateur se demande si un financement dédié du type taxe kérosène serait envisageable.

Ensuite, M. Ben Achour demande un rétro-planning précis du CRM. Il souhaite obtenir une réponse qui tienne compte du délai nécessaire à la réalisation d'une étude approfondie par la DG Compétitivité à partir de 2025, mais également du délai de construction d'une centrale à gaz.

L'orateur demande à la ministre combien de centrales elle voit construites d'ici 2025 en vue d'assurer les capacités nécessaires pour la sortie du nucléaire.

L'orateur s'informe également par rapport à l'étude d'incidence publique dans le cadre de la prolongation des centrales nucléaires Doel 1 et 2. La Belgique sera-t-elle dans les temps pour rencontrer les exigences de la Cour constitutionnelle?

Il souhaite aussi connaître les réactions par rapport à la proposition de résolution visant à demander une étude complémentaire à Elia relative aux besoins d'approvisionnement en électricité de la Belgique dans le cadre de la mise en œuvre du mécanisme de rémunération de capacité (CRM) et de la sortie du nucléaire (DOC 55 1246/001).

De heer Malik Ben Achour (PS) maakt zich zorgen over de toenemende analyseverschillen tussen de leden van het opvolgingscomité CRM en hij wijst erop dat dit het voor het parlement moeilijk maakt om een standpunt in te nemen. Voorts heeft hij het er moeilijk mee om als parlamentslid een bevoegdheid van de regering op zich te moeten nemen. Volgens hem komt het niet het parlement maar wel de minister van Energie en de regering toe om over de financiering of over het volume te beslissen.

De spreker geeft aan dat hij voorstander is van het CRM, voor zover het de noodzakelijke voorwaarde voor de kernuitstap vormt, maar niet van om het even welk en niet tegen elke prijs. Hij voegt eraan toe dat de kosten van het CRM een belangrijk gegeven zijn en dat er geen sprake van kan zijn dat die door de huishoudens en niet door de bedrijven worden betaald.

Daar de Europese Commissie zich niet vóór de T-4-veiling over het mechanisme van degressiviteit moet uitspreken, vraagt de spreker waarom de CREG het moeilijk acht de beslissing inzake die degressiviteit tot een latere datum uit te stellen.

De spreker vraagt zich af of een specifieke financiering zoals de kerosinetaks te overwegen valt, als men wil dat de factuur zo laag mogelijk of zelfs onbestaande is voor de huishoudens en dat het concurrentievermogen van de bedrijven wordt gevrijwaard en men derhalve een financiering via de staatsbegroting overweegt.

Vervolgens verzoekt de heer Ben Achour om een nauwkeurige achterwaartse planning van het CRM. Hij wil graag een antwoord dat rekening houdt met de nodige termijn voor het DG Concurrentie om vanaf 2025 een uitgebreide studie te verwezenlijken, maar ook met de nodige termijn om een gascentrale te bouwen.

De spreker vraagt de minister hoeveel centrales tegen 2025 moeten worden gebouwd om te zorgen voor de capaciteit die nodig is voor de kernuitstap.

De spreker heeft tevens vragen over de openbare milieu-effectenstudie in het raam van het langer openhouden van de kerncentrales Doel 1 en 2. Zal België tijdig aan de vereisten van het Grondwettelijk Hof kunnen voldoen?

De spreker vraagt voorts naar de reacties ingevolge het voorstel van resolutie om Elia een aanvullende studie te vragen over de Belgische bevoorradingszekerheid in het kader van de uitvoering van het capaciteitsvergoedingsmechanisme (CRM) en de kernuitstap (DOC 55 1246/001).

Dans la note sur l'évaluation de l'impact du CRM sur les consommateurs finaux, la CREG estime que les montants qui seront octroyés dans le cadre du CRM oscilleront entre 614 et 940 millions d'euros/ an, avec un impact très différent selon les consommateurs. La DG Énergie et Elia, par contre, évaluent l'impact à 345 millions d'euros. Comment expliquer une telle différence?

L'orateur observe aussi que dans l'étude de la CREG de 2018, les impacts sur les catégories des consommateurs étaient du même ordre de grandeur que ceux de l'étude d'Elia cette même année. Comment se fait-il que la CREG ait maintenant des chiffres à ce point différents?

En outre, l'orateur s'étonne des critiques violentes de la CREG alors que son comité de direction doit encore être renouvelé. Qu'en est-il du renouvellement du comité de direction de la CREG?

M. Kurt Ravyts (VB) estime, à l'instar de PwC, que l'on ne peut pas fixer de budget dans un système d'enchères. L'intervenant se méfie de la proposition de résolution demandant au gouvernement fédéral d'indiquer à la Commission européenne que le financement du mécanisme de rémunération de capacité en matière d'électricité se fera par une obligation de service public via les tarifs d'Elia (DOC 55 1220).

L'intervenant renvoie ensuite à l'article 7 de la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité ("loi électricité"), qui prévoit que la prochaine analyse de la sécurité d'approvisionnement devra être publiée d'ici le 30 juin 2021. La ministre de l'Énergie, de l'Environnement et du Développement durable a du reste chargé Elia d'organiser la mise aux enchères du CRM pour le 31 mars 2021. L'intervenant estime qu'il serait possible et utile de procéder à une nouvelle analyse de la sécurité d'approvisionnement avant la première mise aux enchères.

L'intervenant considère par ailleurs que la CREG a raison en ce qui concerne les effets du changement climatique. Il la suit aussi pour ce qui est du *scarcity pricing*, qui n'est pas repris dans l'analyse d'adéquation, alors qu'il a un impact sur la sécurité d'approvisionnement.

La CREG a indiqué que le CRM actuel vise à allouer des contrats à long terme à certaines capacités, ce qui entraîne le risque de périodes de surcapacité et par conséquent une fréquence réduite des prix de pointe sur le marché en cas de pénurie. Or, ces prix de pointe sont une incitation importante pour encourager le contrôle de la demande et l'efficacité énergétique. On risque donc

In de nota inzake de evaluatie van de impact van de invoering van een CRM op de eindconsumenten raamt de CREG dat de in het kader van het CRM toegekende bedragen tussen 614 en 940 miljoen euro/jaar zullen schommelen, met een erg verschillende impact naar gelang de consumenten. De AD Energie en Elia ramen de impact daarentegen op 345 miljoen euro. Hoe kan een dergelijk verschil worden verklaard?

De spreker wijst er ook op dat in de studie van de CREG uit 2018 de impact op de categorieën consumenten van dezelfde grootteorde was als die in de studie van Elia van datzelfde jaar. Hoe komt het dat de CREG thans dermate verschillende cijfers heeft?

Voorts is de spreker verrast door de felle kritiek op de CREG, wier directiecomité nochtans nog moet worden vervangen. Hoe staat het met de vervanging van het directiecomité van de CREG?

De heer Kurt Ravyts (VB) volgt de mening van PwC als zou men geen begroting kunnen vastleggen in een veilingstelsel. Hij staat wantrouwig tegenover het voorstel van resolutie waarbij de federale regering wordt verzocht de Europese Commissie te melden dat het capaciteitsvergoedingsmechanisme inzake elektriciteit zal worden gefinancierd op basis van een openbaardienstverplichting, via de tarieven van Elia (DOC 55 1220).

De spreker verwijst vervolgens naar artikel 7 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (de "Elektriciteitswet") dat bepaalt dat de eerstvolgende analyse van de bevoorradingszekerheid tegen 30 juni 2021 moet worden gepubliceerd. Anderzijds heeft de minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling de opdracht gegeven aan Elia om de CRM-veiling te organiseren tegen 31 maart 2021. De spreker is van mening dat een nieuwe analyse van de bevoorradingszekerheid mogelijk en nuttig is vóór de eerste veiling.

Volgens de spreker heeft de CREG een punt wanneer ze het heeft over de effecten van klimaatverandering. Hij volgt ook het standpunt van deze instelling inzake *scarcity pricing*, die niet in de toereikendheidsanalyse opgenomen is, maar wel een impact heeft op de bevoorradingszekerheid.

De CREG meent ook dat het huidige CRM aan bepaalde capaciteiten langetermijncontracten wil toekennen. Dat brengt risico's met zich mee van periodes met overcapaciteit en dus ook van minder frequente piekprijzen op de markt bij schaarste. Alleen vormen die piekprijzen net een belangrijke prikkel om vraagsturing en energie-efficiëntie aan te moedigen. Er dreigt met

de réduire les incitations pour l'efficacité énergétique, le contrôle de la demande et la flexibilisation du système énergétique.

L'intervenant pointe ensuite les disparités importantes existant entre les différents coûts cités.

M. Ravyts indique par ailleurs qu'il est favorable à la prolongation du mécanisme de la réserve stratégique, car ces contrats annuels coûtent beaucoup moins cher.

L'intervenant estime aussi que si l'on soutient que le CRM coûtera moins cher que ce qui était prévu à l'origine, il faut veiller à ce que le système coûte effectivement moins cher. L'intervenant soutient dès lors la "version CREG" du CRM.

L'intervenant souligne enfin que la situation actuelle est le résultat de la loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité, à laquelle le *Vlaams Belang* n'était pas favorable.

Pour M. Michel De Maegd (MR) seule la position de la CREG est différente des autres. Les autres membres du Comité de Suivi "CRM" sont alignés sur la même position.

Si on accepte un risque plus grand, si on présuppose qu'il n'y aura plus jamais d'hiver froid et que par ailleurs on poursuit dans l'idée d'une réserve stratégique – tel est le scénario de la CREG – il n'y aurait en effet pas besoin de CRM, explique l'orateur.

L'orateur juge qu'il s'agit d'un scénario non pas optimiste mais idéaliste, voire utopique. Il s'étonne que dans sa conclusion la CREG déconseille le CRM alors que la loi du 29 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité (qui est le fruit du Comité de Suivi dont fait partie la CREG) a déjà été votée à ce sujet. La CREG semble donc faire table rase d'un travail auquel elle a activement participé. L'orateur estime qu'en termes d'efficacité et de coûts législatifs, pour un organisme qui prétend vouloir tout faire au prix le moins cher, il y a une flagrante contradiction.

M. De Maegd se demande dès lors si c'est bien le rôle d'un régulateur de donner une telle orientation aux travaux qui ont été votés par le parlement en avril 2019 et dont le gouvernement a communiqué l'essentiel à la

andere woorden een vermindering van die prikkels voor energie-efficiëntie, vraagsturing en flexibilisering.

Daarna wijst de spreker op de grote verschillen tussen de kostprijzen die naar voren geschoven zijn.

De heer Ravyts zegt vervolgens voorstander te zijn van de verlenging van het mechanisme van de strategische reserve. Die jaarlijkse contracten kosten immers veel minder.

Hij vindt ook dat als men zegt dat het CRM minder zal kosten dan initieel begroot, men ervoor moet zorgen dat het systeem minder zal kosten. Daarom zet hij de deur open voor de "CREG-versie" van het CRM.

De spreker besluit dat de huidige situatie het resultaat is van de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie op de kernuitstap, waar het Vlaams Belang geen voorstander van was.

Volgens de heer Michel De Maegd (MR) verschilt alleen het standpunt van de CREG van de andere. De andere leden van het Opvolgingscomité CRM hebben hetzelfde standpunt ingenomen.

De spreker geeft aan dat indien men een groter risico aanvaardt, veronderstelt dat er nooit meer koude winters zullen komen en vasthoudt aan de idee van een strategische reserve – zulks is immers het scenario dat de CREG voorstaat –, is er inderdaad geen CRM nodig.

De spreker meent echter dat een dergelijk scenario niet optimistisch, maar idealistisch of zelfs utopisch is. De heer De Maegd is verwonderd dat in de conclusies van de CREG het CRM wordt afgeraden, terwijl ter zake op aansturing van het Opvolgingscomité (waar de CREG deel van uitmaakt) al een wet werd aangenomen, namelijk de wet van 29 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen. De CREG lijkt dus een werkstuk overboord te gooien waaraan ze zelf actief heeft meegewerkt. De spreker meent dat met betrekking tot een instelling die beweert alles zo goedkoop mogelijk te willen doen, vanuit het oogpunt van de doeltreffendheid en de kosten van de wetgeving toch wel sprake is van een manifeste tegenstrijdigheid.

De heer De Maegd vraagt zich dan ook af of het wel de rol van een regulator is om een dergelijke sturing te geven aan de maatregelen die in april 2019 door het Parlement zijn aangenomen en waarvan de regering

Commission européenne. L'orateur rappelle que lors de l'audition du 20 mai 2020 sur l'impact de la crise du coronavirus sur la précarité énergétique, M. Laurent Jacquet, membre du comité de direction de la CREG, a estimé que la proposition de résolution relative au CRM était une bonne option.

Pour l'orateur, ne pas prendre de décision sur le financement du CRM, c'est *de facto* décider qu'il ne faut pas de CRM. Donc, le contraire de ce que ce parlement a voté il y a un an.

M. De Maegd estime que c'est bien au parlement de prendre une décision dans ce dossier car le gouvernement actuel n'est pas un gouvernement de plein exercice. En outre, en décembre 2019 le parlement voulait se saisir de cette décision. Ne pas le faire serait ne pas avoir de vision énergétique et ce serait un fameux aveu de la part du parlement à l'heure où l'Europe maintient le green deal dans ses priorités.

L'orateur explique qu'il faudra discuter d'une éventuelle dégressivité, des éventuelles exemptions après avoir choisi un mode de financement. Il note d'ailleurs que M. Andreas Tirez (membre du comité de direction de la CREG) ne dit pas qu'il doit y avoir une dégressivité comme c'est le cas en Pologne. C'est par ailleurs le seul pays à le faire, mais à un coût très élevé.

La réalité énergétique de la Pologne est profondément différente de la nôtre, souligne l'orateur. Ce qui se fait en Italie, par contre, est bien plus proche de notre réalité.

L'orateur ajoute qu'on ne peut pas garantir la sécurité d'approvisionnement avec la moitié voire un tiers des besoins en électricité. En effet, moins la sécurité d'approvisionnement est garantie, plus le risque de black-out est grand et plus le coût de l'électricité sera élevé.

En ce qui concerne la *scarcity pricing*, l'orateur s'inquiète que M. Tirez fasse de l'exception (à savoir Texas) un modèle. Pour lui, appliquer à la Belgique le modèle du Texas est un non-sens. Le Texas est le seul état américain sans CRM. En effet, le Texas a une toute autre réalité énergétique que celle qu'on connaît en Europe. En outre, beaucoup d'observateurs s'accordent à dire que comme les autres états américains, le Texas développera un CRM en plus de la *scarcity pricing*.

de l'essence ter kennis heeft gebracht van de Europese Commissie. De spreker herinnert eraan dat tijdens de hoorzitting van 20 mei 2020 betreffende de weerslag van de coronaviruscrisis op de energietoestand, de heer Laurent Jacquet, lid van het directiecomité van de CREG, heeft gezegd dat het voorstel van resolutie betreffende het CRM een goede keuze was.

Geen beslissing nemen over de financiering van het CRM komt er volgens de spreker *de facto* op neer te beslissen dat geen CRM nodig is. Dat is het omgekeerde van wat dit Parlement een jaar geleden heeft beslist.

De heer De Maegd meent dat in dit dossier wel degelijk door het Parlement een beslissing moet worden genomen, want de huidige regering heeft geen volheid van bevoegdheid. Bovendien wilde het Parlement in december 2019 deze beslissing naar zich toetrekken. Geen beslissing nemen zou gelijk staan met geen visie inzake energie hebben; dat zou betekenen dat het Parlement met de billen bloot staat, net wanneer voor Europa de *Green Deal* een prioriteit blijft.

De spreker geeft aan dat wanneer men eenmaal voor een bepaalde financieringswijze zal hebben gekozen, er een debat zal moeten worden gevoerd over een eventuele degressiviteit en over eventuele vrijstellingen. Hij merkt overigens op dat de heer Andreas Tirez (lid van het directiecomité van de CREG) niet heeft aangegeven dat er een degressiviteit moet zijn zoals dat in Polen het geval is. Polen is trouwens het enige land waar degressiviteit wordt toegepast, maar daar staat een heel hoge prijs tegenover.

De spreker benadrukt dat de Poolse realiteit inzake energie fundamenteel verschilt van de onze. Wat in Italië gebeurt, sluit daarentegen veel beter aan bij onze realiteit.

De spreker voegt eraan toe dat de bevoorradingszekerheid niet kan worden gewaarborgd indien men slechts over de helft of zelfs een derde van de nodige elektriciteit beschikt. Hoe minder de bevoorradingszekerheid kan worden gewaarborgd, des te groter is immers het risico op een black-out en des te duurder is de elektriciteit.

Wat *scarcity pricing* betreft, maakt de spreker er zich zorgen over dat de heer Tirez van de uitzondering (namelijk Texas) een model maakt. Het houdt volgens de heer De Maegd geen steek het Texaanse model op België te willen toepassen. Texas is de enige Amerikaanse Staat zonder CRM. De Texaanse realiteit op vlak van energie is immers totaal verschillend van de Europese. Bovendien zijn veel waarnemers het erover eens dat Texas, net als de andere Amerikaanse Staten, naast de *scarcity pricing* ook een CRM zal ontwikkelen.

Selon Elia, la *scarcity pricing* encourage la flexibilité, mais ne règle pas l'adéquation. Il faut donc travailler sur les deux volets en parallèle: CRM et *scarcity pricing*. Elia estime que la sécurité d'approvisionnement doit se préparer aux épisodes difficiles. Sélectionner certains hivers qui nous arrangeraient dans notre analyse est un processus douteux qui nie l'existence d'hivers rigoureux, estime l'orateur.

Pour la DG Énergie, il est prématuré de penser que la *scarcity pricing* puisse résoudre le problème d'approvisionnement.

L'orateur se réjouit que l'étude de la VUB ait pu démontrer que d'un point de vue énergétique les hivers d'aujourd'hui ne sont plus ceux des années 80 et que la probabilité d'événements froids diminue. Cela n'empêche toutefois pas des épisodes extrêmes, estime-t-il. C'est pour ceux-là que le CRM doit servir à garantir notre sécurité d'approvisionnement. Pour la DG Énergie il faut être vigilant à ces tendances, mais cette étude n'en est qu'une parmi tant d'autres et il est plus prudent aujourd'hui de faire référence aux études menées à l'échelle européenne.

Le risque sur la sécurité d'approvisionnement est énorme. Gouverner c'est prévoir, conclut l'orateur. Il précise aussi que le parlement aura des comptes à rendre aux citoyens, aux PME et aux industries le jour où la sécurité d'approvisionnement serait défaillante.

En ce qui concerne les critères de fiabilité, la CREG suggère de les changer. La DG Énergie renvoie à la loi qui définit déjà son critère de LoLE en tenant compte de EENS. ENTSO-E renvoie aux TSO d'Europe qui recommandent de se baser sur le LoLE pour l'approvisionnement et non pas sur le EENS. ACER étudie la question. Un débat suivra à la lumière de leurs conclusions, explique l'orateur.

Ensuite M. De Maegd rappelle que la réserve stratégique actuelle, qui s'appuie sur de vieilles centrales usées, doit être démantelée pour 2022 à la demande de l'Europe. Il fait ensuite référence au point de vue de la DG Énergie en la matière qui dit que la réserve stratégique est un mécanisme en dehors du marché et qu'elle n'est pas appropriée pour attirer de nouvelles capacités. Ce mécanisme est donc inapproprié, ce qui a par ailleurs été confirmé par la "loi-CRM" du 2019.

Volgens Elia zet *scarcity pricing* aan tot flexibiliteit, maar biedt het geen antwoord inzake *adequacy*. Er moet dus tegelijk met een CRM en met *scarcity pricing* worden gewerkt. Elia is van oordeel dat men bij de voorbereiding van de bevoorradingszekerheid moet uitgaan van de moeilijke periodes. Een werkwijze waarbij enkel met bepaalde winters die het best bij de analyse aansluiten rekening wordt gehouden, is volgens de spreker een twijfelachtige aanpak en gaat voorbij aan het feit dat er strenge winters bestaan.

De AD Energie is van oordeel dat het te vroeg is om aan te nemen dat *scarcity pricing* een oplossing kan bieden voor het bevoorradingsprobleem.

Het stemt de spreker tevreden dat het onderzoek van de VUB heeft kunnen aantonen dat, wat energie betreft, de huidige winters niet meer kunnen worden vergeleken met die van de jaren tachtig en dat koude periodes minder waarschijnlijk worden, wat volgens hem echter niet wegneemt dat extreme omstandigheden zich nog steeds kunnen voordoen. Met het oog op dergelijke situaties moet het CRM de bevoorradingszekerheid waarborgen. De DG Energie roept op waakzaam te zijn voor die evolutie, maar dat onderzoek is er maar één van de vele. Vandaag kan men zich voor de voorzichtigheid beter baseren op de onderzoeken op Europese schaal.

Het risico voor de bevoorradingszekerheid is enorm. Besturen is vooruitzien, besluit de spreker. Voorts wijst hij erop dat het Parlement rekenschap zal moeten afleggen aan de burgers, aan de kmo's en aan de industriebedrijven wanneer de bevoorradingszekerheid op een dag stukt.

De CREG stelt voor om de betrouwbaarheidscriteria te wijzigen. De DG Energie verwijst naar de wet waarin bij de definitie van het LoLE-criterium rekening wordt gehouden met de verwachte niet-geleverde energie (EENS). ENTSO-E overkoepelt de Europese transmissienetbeheerders, die aanbevelen om met betrekking tot de bevoorrading uit te gaan van de LoLE en niet van de EENS. ACER onderzoekt dit vraagstuk. De spreker geeft aan dat in het licht van haar bevindingen een debat zal volgen.

Vervolgens herinnert de heer De Maegd eraan dat de bestaande strategische reserve, die steunt op oude versleten centrales, op vraag van Europa tegen 2022 moet zijn ontmanteld. Hij verwijst in dat verband naar het standpunt van de DG Energie ter zake, namelijk dat de strategische reserve een marktvreemd mechanisme is en niet geschikt is om nieuwe capaciteiten aan te trekken. Dat mechanisme is dus ongeschikt, wat overigens werd bevestigd door de CRM-wet van 2019.

Pour l'orateur, ces auditions le confortent sur le besoin d'un CRM. En effet, il comble les besoins en volumes (suite à la sortie du nucléaire en 2025) et les besoins en nouvelles capacités puisque les capacités existantes ne seront plus suffisantes. L'orateur rappelle que le CRM sera nécessaire même si on maintient des unités nucléaires. Il ajoute que le CRM permettra au prochain gouvernement de plein exercice d'adopter son mixte énergétique. Pour lui, ne pas avoir de CRM c'est rendre la sortie du nucléaire, même partielle, tout simplement impossible.

La DG Énergie et PWC estiment que le CRM est nécessaire et urgent. Il faut stabiliser au plus tôt la première enchère et pour cela il est nécessaire de communiquer un mode de financement à la Commission européenne. Le coût total sera influencé par les volumes à contracter, par le résultat des enchères et par les éléments de conception.

Mme Leen Dierick (CD&V) constate que les points de vue d'Elia et de la CREG divergent fortement, non seulement pour ce qui est du volume et du coût, mais aussi en ce qui concerne la nécessité de disposer d'un CRM. Tout le monde est convaincu de la nécessité d'instaurer d'urgence un CRM, sauf la CREG, qui plaide encore en faveur de la prolongation de la réserve stratégique. Tout cela est décevant. À qui les parlementaires doivent-ils en définitive faire confiance?

L'intervenante dénonce également le manque de volonté de collaborer sur ce dossier. Elle trouve surprenant que des acteurs énergétiques belges importants ne soient, une fois de plus, pas sur la même longueur d'onde. La Commission européenne a également pointé ce problème. On constate par ailleurs que des documents officiels qui ne s'inscrivent pas dans la ligne officielle sont communiqués à la Commission européenne. La situation est différente dans d'autres pays européens, où tous les acteurs portent le même message, ce qui simplifie les choses pour la Commission européenne lorsqu'elle doit prendre une décision.

L'intervenante rappelle qu'une loi a été adoptée en vue de l'instauration du CRM. Il s'agit d'un dossier très important qui concerne la sécurité d'approvisionnement de notre pays. Il est dès lors normal que la CREG contribue à sa mise en œuvre, quelles que soient ses convictions. L'intervenante demande à tous de réfléchir de façon constructive à la façon de préparer un dossier aussi solide que possible pour la Commission européenne.

Mme Dierick est préoccupée par le coût du CRM. Bien que celui-ci ne soit pas encore connu, elle appelle à

De spreker geeft aan dat deze hoorzittingen hem sterken in de overtuiging dat een CRM noodzakelijk is. Het voorziet immers in de volumebehoeften (naar aanleiding van de kernuitstap in 2025) en in de behoeften aan nieuwe capaciteiten, aangezien de bestaande capaciteiten niet langer toereikend zullen zijn. De spreker herinnert eraan dat zelfs als kerncentrales open blijven, het CRM noodzakelijk zal zijn. Hij voegt eraan toe dat het CRM de volgende regering met volheid van bevoegdheden in staat zal stellen haar energiemix te bepalen. Hij is van oordeel dat zonder een CRM een kernuitstap, zelfs gedeeltelijk, ronduit onmogelijk is.

De AD Energie en PWC zijn van mening dat het CRM noodzakelijk en dringend is. De eerste veiling moet zo snel mogelijk worden gestabiliseerd en daartoe moet een financieringswijze aan de Europese Commissie worden meegedeeld. De totale kostprijs zal worden beïnvloed door de contractueel vast te leggen volumes, door het resultaat van de veilingen en door de design-elementen.

Mevrouw Leen Dierick (CD&V) merkt op dat niet alleen de cijfers qua volume en qua kostprijs sterk uiteen liggen tussen Elia en de CREG, maar ook de meningen over de noodzaak van een CRM verschillen zeer sterk. Iedereen is ervan overtuigd dat een CRM nodig en dringend is, behalve de CREG die nog steeds voor een verlenging van de strategische reserve pleit. Dat vindt zij ontgoochelend. Wie moeten de parlementsleden uiteindelijk geloven?

Ze hekelt ook het gebrek aan *goodwill* om rond dit dossier samen te werken. Het blijft haar verbazen dat belangrijke energiespelers in ons land alweer niet op dezelfde lijn zitten. Ook de Europese Commissie merkt dit op. Bovendien worden er officieuze documenten bezorgd aan de Europese Commissie die niet in lijn liggen met de officiële documenten. In andere Europese landen staan ze allemaal achter dezelfde boodschap. Dat maakt het voor de Europese Commissie ook veel eenvoudiger om te beslissen, merkt de sprekerster op.

De sprekerster herinnert eraan dat er een wet gestemd is voor de invoering van een CRM. Dit is een heel belangrijk dossier dat de bevoorradingszekerheid van ons land betreft. Ze vindt het bijgevolg maar normaal dat de CREG dit mee helpt uitvoeren, los van persoonlijke overtuigingen. De sprekerster roept iedereen op constructief na te denken om een zo goed mogelijk dossier te bereiden voor de Europese Commissie.

Mevrouw Dierick deelt haar bezorgdheid over de kostprijs van het CRM mee. Hoewel die nog niet bekend is,

continuer à travailler sur le dossier CRM, car le temps presse.

La CREG a indiqué que le coût nominal d'un CRM varie entre 11 millions et 940 millions d'euros par an. Elle tient compte à cet égard des résultats connus des mises aux enchères réalisées en Irlande et en Pologne. Mais pouvons-nous comparer le coût d'un CRM dans ces pays avec celui d'un CRM en Belgique? Ainsi, des centrales au charbon sont toujours actives en Pologne. Ce pays constitue-t-il vraiment une bonne base de comparaison? L'intervenante se demande également comment le CRM a été financé dans ces pays.

L'une des trois pistes de financement du CRM est la perception d'une taxe énergétique; on ferait donc appel aux ressources générales. Qu'en pensent les membres du Comité de suivi "CRM"? La Commission européenne acceptera-t-elle cette piste selon eux? L'intervenante estime que la Commission risque de considérer qu'il s'agit d'une aide d'État. Existe-t-il des exemples de CRM instaurés dans d'autres États membres pour lesquels la Commission européenne a accepté cette piste? Y a-t-il eu des contacts informels avec la Commission européenne concernant les différentes pistes de financement? Comment se déroule le financement d'un CRM dans d'autres États membres?

Bien que, selon Elia et la DG Énergie, la réserve stratégique et le *scarcity pricing* constituent des solutions à court terme, la CREG maintient que les deux alternatives au CRM peuvent offrir une solution structurelle. La CREG indique même que la réserve stratégique peut également acquérir des capacités. L'intervenante fait observer que cela fait très longtemps que nous disposons d'une réserve stratégique, mais qu'il n'y a guère eu d'ajout de capacité spontanée. Pourquoi la réserve stratégique générerait-elle dès lors soudainement beaucoup de nouvelles capacités?

Il ressort d'une comparaison opérée entre un marché disposant d'une réserve stratégique et un marché pourvu d'un CRM qu'un CRM conduirait à des prix plus bas et plus stables. Une réserve stratégique n'intervient que lorsque les prix de gros sont élevés. Quel est l'avis de la CREG à ce sujet?

L'intervenante indique qu'il n'y a pas encore de choix à opérer quant à la dégressivité. Il n'en demeure pas moins qu'elle s'interroge sur l'incidence que les nouveaux mécanismes de dégressivité pourraient avoir sur le coût pour les PME et les ménages par rapport au mécanisme de dégressivité actuel, ou ce coût sera-t-il supporté par l'État?

roept ze op om aan het CRM-dossier verder te werken want de tijd tikt.

Volgens de CREG varieert de nominale kostprijs van een CRM tussen de 11 miljoen tot 940 miljoen euro per jaar. Hierbij wordt rekening gehouden met de gekende resultaten van de veilingen in Ierland en Polen. Kunnen we de kostprijs in die landen wel vergelijken met een CRM in België? Zo zijn er in Polen kolencentrales. Is dit wel een goede vergelijkingsbasis? De spreekster vraagt zich ook af hoe het CRM in die landen werd gefinancierd.

Één van de drie financieringspistes van een CRM is via energieheffing, uit de algemene middelen dus. Wat vinden de leden van het Opvolgingscomité "CRM" hiervan en verwachten ze dat de Europese Commissie deze zal aanvaarden of niet? Het gevaar bestaat immers dat de Europese Commissie deze piste zal aanzien als overheidssteun. Zijn er voorbeelden van CRM's uit andere lidstaten waar de Europese Commissie deze piste heeft aanvaard? Zijn er informele contacten met de Europese Commissie geweest over de verschillende financieringspistes? Hoe gebeurt de financiering van een CRM in andere lidstaten?

Hoewel volgens Elia en AD Energie de strategische reserve en de *scarcity pricing* kortetermijnoplossingen zijn, blijft CREG herhalen dat beide alternatieven voor een CRM een structurele oplossing kunnen bieden. De CREG geeft zelfs aan dat de strategische reserve ook capaciteit kan verwerven. De spreekster merkt op dat we al heel lang een strategische reserve hebben, maar dat er toch amper nieuwe capaciteit spontaan bijgekomen is. Waarom zou de strategische reserve dan nu wel opeens veel nieuwe capaciteit opleveren?

Uit een vergelijking tussen een markt met een strategische reserve en een markt met een CRM bleek dat een CRM zou leiden tot lagere en stabielere prijzen. Een strategische reserve treedt pas in actie bij hoge groothandelsprijzen. Wat is de visie van de CREG hierover?

Over de degressiviteit moet nu nog geen keuze gemaakt worden, stelt de spreekster. Toch vraagt ze zich af welke impact de nieuwe degressiviteitsmechanismen kunnen hebben op de kost voor kmo's en gezinnen, in vergelijking met huidige degressiviteitsmechanisme, of komt dit ten laste van de Staat?

Le 4 mai dernier, la Commission européenne a recommandé d'étendre le système de *scarcity pricing*. Dans quel délai le plan de mise en œuvre sera-t-il adapté aux observations de la Commission européenne? Est-il exact que le *scarcity pricing* pourrait constituer une amélioration pour le marché, mais non pour les investissements à long terme? Dans quelle mesure le *scarcity pricing* peut-il contribuer à la sécurité d'approvisionnement?

L'intervenante explique que le mécanisme de réserve stratégique ne fonctionnera que jusqu'à l'hiver 2021-2022. Le CRM n'est pas attendu avant 2025. Il a été proposé d'envisager de prolonger la réserve stratégique afin de pourvoir ainsi aux besoins de la période intermédiaire. Selon la DG Énergie, la réserve stratégique constitue une mesure moins adéquate pour la période 2022-2025. Quelles sont les alternatives disponibles pour subvenir à ces besoins?

La ministre de l'Énergie, de l'Environnement et du Développement durable, Marie-Christine Marghem, et la DG Énergie n'ont pas suivi la proposition de la CREG concernant le mécanisme de réduction des coûts. À la demande de la ministre, la DG Énergie a ensuite rédigé un arrêté royal alternatif qu'elle a introduit auprès de la Commission européenne. Selon la DG Énergie, la note et la proposition de la CREG ont également été transmises à la Commission européenne avec les documents préparatoires. Selon la CREG, cela n'a pas été fait officiellement. La note et la proposition de la CREG ont-elles finalement été transmises ou non? Qui s'en est chargé et qui en a donné l'ordre?

Enfin, en ce qui concerne le volume de la capacité de remplacement, la CREG est d'avis qu'Elia surestime le problème. L'hiver retenu remonte aux années 80, alors que la probabilité d'observer des hivers extrêmes a fortement diminué en raison du changement climatique. Les résultats de l'étude de la VUB confirment les critiques formulées par la CREG à l'égard d'Elia.

Elia n'est pas un expert en études climatiques, mais elle applique les actuelles bonnes pratiques européennes et harmonisées pour ses analyses. Elia applique les méthodes approuvées par la Commission européenne. Si l'on tient compte de périodes plus longues, les hivers rigoureux seront-ils moins nombreux? Et le résultat sera-t-il par conséquent encore plus positif, et donc toujours nettement inférieur à celui de la CREG?

M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB) fait observer que son groupe n'a pas voté en faveur d'un CRM. Pour lui, il est hors de question de mettre en place un mécanisme qui fait augmenter la facture des familles, des indépendants, des petites et des grandes entreprises.

Op 4 mei laatstleden heeft de Europese Commissie aangeraden om het systeem van *scarcity pricing* uit te breiden. Tegen wanneer zal het implementatieplan worden aangepast aan de opmerkingen van de Europese Commissie? Klopt het dat *scarcity pricing* een verbetering zouden kunnen zijn voor de markt, maar niet voor langetermijninvesteringen? In welke mate kan *scarcity pricing* bijdragen tot de bevoorradingszekerheid?

Het mechanisme van strategische reserve loopt maar tot de winter 2021-2022, legt de spreekster uit. Het CRM wordt niet vóór 2025 verwacht. Er werd voorgesteld om na te gaan om de strategische reserve te verlengen om zo in de behoefte van de tussenliggende periode te voorzien. Volgens de AD Energie is de strategische reserve minder geschikt als maatregel voor de periode 2022-2025. Welke alternatieven zijn er nog om die behoefte dan wel op te vangen?

De minister van Energie, Leefmilieu en Duurzame Ontwikkeling, Marie Christine Marghem, en de AD Energie hebben het voorstel van de CREG met betrekking tot het mechanisme voor kostenbeperking niet gevolgd. De AD Energie heeft vervolgens op vraag van de minister een alternatief koninklijk besluit uitgewerkt en ingediend bij de Europese Commissie. Volgens de AD Energie werd ook de nota en het voorstel van de CREG aan de Europese Commissie bezorgd bij de voorbereidende documenten. Volgens de CREG is dat niet officieel gebeurd. Zijn de nota en het voorstel van de CREG nu bezorgd of niet? Door wie en wie heeft daar de opdracht toe gegeven?

Wat ten slotte de hoeveelheid vervangingscapaciteit betreft, overschat Elia volgens de CREG het probleem. De gebruikte winter gaat terug naar jaren 80 terwijl de kans op extreme winters zeer sterk gedaald is door klimaatverandering. De resultaten van de VUB-studie bevestigen de kritiek van de CREG op Elia.

Elia is geen expert in klimaatstudies, maar past voor haar analyses de huidige Europese en geharmoniseerde *best-practices* toe. Elia hanteert de methodieken die goedgekeurd zijn door de Europese Commissie. Zullen er dan, indien men rekening houdt met langere periodes, minder strenge winters zijn? En zal bijgevolg het resultaat nog veel beter meevallen, en dus nog steeds veel lager zijn dan die van de CREG?

De heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB) wijst erop dat zijn fractie niet voor een CRM heeft gestemd. Een mechanisme installeren dat de factuur voor de gezinnen, zelfstandigen, kleine en grote ondernemingen verhoogt, is voor hen uit den boze.

Certains membres de la commission se fondent sur des scénarios-catastrophes pour faire approuver le CRM. L'intervenant retient principalement des exposés que les besoins d'approvisionnement en 2025 ne font pas l'unanimité. C'est la raison pour laquelle le groupe PVDA-PTB a déposé une proposition de résolution (DOC 55 1246/001) et une proposition de loi (DOC 55 1247/001) en vue de demander une étude complémentaire. Il faut d'abord connaître les besoins et ce n'est qu'ensuite qu'une décision pourra être prise concernant le financement du CRM.

Elia indique que si le CRM entraîne certes des coûts, il offre également des avantages ainsi qu'il est ressorti de l'étude sur le bien-être. Selon la CREG, les fournisseurs de capacité perçoivent toutefois des rémunérations de capacité pour financer le CRM, qui devront probablement être payées par les consommateurs ou les contribuables.

Cela signifie donc un transfert du consommateur vers le fournisseur, le surplus du producteur augmentant ou dépendant du surplus du consommateur. Cet effet de redistribution a d'importantes répercussions négatives pour le consommateur. Une simple analyse du bien-être, dans laquelle le surplus du producteur et celui du consommateur sont joints sans tenir compte de la redistribution du consommateur d'électricité au producteur, ignore ces répercussions.

Pourquoi Elia ne tient-elle pas compte de cet aspect dans son analyse du bien-être?

Elia indique que son *Adequacy and Flexibility Study for Belgium, 2020-2030*⁶ est soutenue par des études d'EnergyVille et de l'Université de Gand. Que pense la CREG de ces études?

Un scénario tel que celui de l'hiver 2018-2019, qui a donné lieu à une forte surestimation (500 heures de LoLE) du manque de capacité, constitue un autre élément important. Il a en effet entraîné une perturbation majeure de ce marché coûteux, et causé une hausse des prix. Selon l'intervenant, il est évident qu'Elia a examiné et peut expliquer cette erreur d'estimation.

M. Warmoes se demande en outre pourquoi Elia n'a pas tenu compte du réchauffement climatique. Une année des années 1980 n'équivaut pas à une année après 2000.

L'intervenant aimerait également savoir pourquoi Elia n'a pas tenu compte de l'obligation européenne de mobiliser la réserve stratégique.

⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-Determination-du-mecanisme-de-remuneration-de-la-capacite-belge-et-preparatio-du-cadre-legislatif.pdf>.

Sommige commissieleden gaan uit van rampscenario's om het CRM door te drukken. De spreker onthoudt uit de uiteenzettingen vooral dat er geen unanimité is over de bevoorradingsnood in 2025. Om die reden heeft de PVDA-PTB-fractie een voorstel van resolutie (DOC 55 1246/001) en een wetsvoorstel (DOC 55 1247/001) ingediend om een bijkomende studie te vragen. Eerst moeten de noden bekend zijn, dan pas kan er over de financiering van het CRM beslist worden.

Elia stelt dat het CRM weliswaar kosten inhoudt, maar ook voordelen biedt die bleken uit de welvaartsstudie. Volgens de CREG ontvangen de capaciteitsleveranciers echter capaciteitsvergoedingen om het CRM te financieren, die wellicht door de verbruikers of de belastingbetaler betaald moeten worden.

Dit betekent bijgevolg een transfer van de verbruiker naar de leverancier, waarbij het surplus van de producent vergroot of afhangt van het surplus van de consument. Dit herverdelende effect heeft een belangrijke negatieve impact op de consument. Een eenvoudige welvaartsanalyse, waarin het surplus van producent en consument bijeengevoegd wordt zonder rekening te houden met de herverdeling van stroomverbruiker naar producent, negeert deze impact.

Waarom houdt Elia geen rekening met dit aspect in zijn welvaartsanalyse?

Elia stelt dat zijn *Adequacy and Flexibility Study for Belgium, 2020-2030*⁶ wordt geruggesteund door studies van EnergyVille en de Universiteit Gent. Wat is de mening van de CREG over deze studies?

Een ander belangrijk punt is een scenario zoals in de winter van 2018-2019, toen een sterke overschatting (500 uur LoLE) van het capaciteitsgebrek werd gemaakt. Dit leidde tot een grote verstoring van deze dure markt. Het gevolg was een prijsstijging. Het lijkt de spreker evident dat Elia deze foute inschatting bestudeerd heeft en kan verklaren.

Verder vraagt de heer Warmoes zich af waarom Elia de klimaatopwarming buiten beschouwing laat. Een jaar in de jaren 1980 komt niet overeen met de jaren 2000.

Daarnaast verneemt hij graag waarom Elia geen rekening heeft gehouden met de Europese verplichting om de strategische reserve te mobiliseren.

⁶ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-Bepaling-van-het-mechanisme-voor-de-vergoeding-van-capaciteit-voor-Belgie-en-de-voorbereiding-van-het-wettelijk-kader.pdf>.

Il demande par ailleurs des précisions sur les coûts virtuels et nominaux et sur le taux d'actualisation de 8,5 %. Quelle est la différence entre les deux? Les résultats diffèrent par un facteur 100.

L'intervenant indique ensuite qu'il a été convaincu par l'exposé du professeur Thiery. La Belgique est située au centre de l'Europe et non au nord des États-Unis. Sa conclusion était qu'une analyse de sensibilité fondée sur des périodes plus courtes de 5 à 20 ans était nécessaire en vue d'une comparaison avec l'étude d'Elia. Le groupe PVDA-PTB réclame également une étude complémentaire. Pourquoi serait-ce insurmontable pour Elia ou le SPF Économie, et pas pour la CREG?

M. Warmoes est également surpris que Mme Selderslaghs et Mme Fonck n'aient pas pris connaissance plus tôt de l'étude de la VUB. Mme Selderslaghs estime qu'il est prématuré d'en tenir compte. Elle a indiqué qu'elle disposait d'autres études sur le réchauffement climatique qui mettent d'autres effets en avant. De quelles études et de quels effets s'agit-il?

L'intervenant aborde ensuite le calcul de la VoLL, expliqué par PwC. PwC arrive à un montant de 23 000 euros par MWh alors que la CREG arrive finalement à 10 000 euros par MWh. La différence découle de la méthode de calcul. L'intervenant estime que, pour obtenir la meilleure estimation des besoins d'approvisionnement, le mieux est de calculer la moyenne. Par exemple, si 5 MWh ne sont pas livrés, dans l'hypothèse où 1 MWh représente une perte de 5 000 euros et les quatre autres MWh représentent chacun une perte de 1 000 euros, il semble logique de prendre la moyenne de 1 800 euros par MWh comme point de départ pour le calcul de la VoLL, la perte due aux besoins supérieurs et inférieurs à la demande étant ainsi prise en compte. M. Warmoes ne voit pas où est le problème.

M. Warmoes souhaite également que la CREG explique pourquoi les besoins en énergie augmenteront fortement entre 2028 et 2030 (annexe C.2, diapositive 17, sur l'évolution des besoins en énergie avec une réserve stratégique).

L'intervenant estime que la question de la réserve stratégique n'est pas tout à fait claire non plus. Le SPF Économie soutient que le calcul n'est pas correct car il n'y a pas de revenus du marché. La CREG soutient quant à elle que la réserve stratégique doit être prise en compte et qu'il s'agit même d'une obligation européenne. Pourquoi les revenus posent-ils dès lors un problème? Il est ici question de la garantie de la capacité, avec ou sans revenus. Ce point pourrait-il être éclairci?

De spreker vraagt daarnaast verduidelijking over de virtuele en nominale kost en de discontovoet van 8,5 %. Wat is het verschil tussen beide? De uitkomsten verschillen met een factor 100.

De spreker werd voorts overtuigd door de uiteenzetting van Prof. Thiery. België ligt in het midden van Europa en niet in het noorden van de Verenigde Staten. Zijn conclusie was dat een gevoeligheidsanalyse met kortere periodes van 5 tot 20 jaar nodig is, ter vergelijking met de studie van Elia. De PVDA-PTB-fractie vraagt eveneens een bijkomende studie. Waarom is dit voor Elia of de FOD Economie onoverkomelijk, en voor de CREG niet?

Het verbaast de heer Warmoes verder dat mevrouw Selderslaghs en mevrouw Fonck nu pas kennis nemen van de VUB-studie. Mevrouw Selderslaghs vindt het voorbarig om er rekening mee te houden. Zij liet weten over andere studies te beschikken inzake de klimaat-opwarming, waaruit andere effecten blijken. Over welke studies en effecten gaat dit?

De spreker gaat vervolgens in op de berekening van de VoLL, zoals toegelicht door PwC. Zij kwamen uit op een bedrag van 23 000 euro per MWh, terwijl de CREG op 10 000 euro per MWh eindigt. Het verschil zit in de berekeningswijze. Het lijkt de spreker de beste manier om het gemiddelde te berekenen om de beste schatting van de bevoorradingsbehoeften te verkrijgen. Wanneer bijvoorbeeld 5 MWh niet geleverd wordt, waarbij 1 MWh een verlies van 5 000 euro vertegenwoordigt, en 4 MWh elk een verlies van 1 000 euro, dan lijkt het logisch om voor de VoLL het gemiddelde van 1 800 euro per MWh als uitgangspunt te nemen. Het verlies van de hogere en lagere noden wordt op die manier in rekening gebracht. Hij begrijpt niet waar het probleem zit.

Verder verneemt de heer Warmoes graag van de CREG waarom de energiebehoeften sterk stijgen tussen 2028 en 2030 (bijlage C.2, slide 17, over de evolutie van de energiebehoeften met een strategische reserve).

Het vraagstuk van de strategische reserve is hem evenmin volledig duidelijk. De FOD Economie stelt dat dit niet adequaat is omdat er geen inkomsten uit de markt zijn. De CREG argumenteert daarentegen dat rekening gehouden moet worden met de strategische reserve; dit is zelfs een Europese verplichting. Waarom zijn de inkomsten dan een probleem? Het gaat om de garantie van capaciteit, of er inkomsten zijn of niet. Kan dit verduidelijkt worden?

Enfin, M. Warmoes demande à Elia pourquoi le gestionnaire de réseau ne prévoit pas de mécanisme de réduction des coûts pour le CRM.

Selon M. Kris Verduyckt (sp.a.), la question du prix est aussi problématique que celle du volume. Il y a longtemps que l'on déplore, à ce sujet, un manque de clarté et un désaccord aggravés par l'avis de PwC de reporter la dégressivité à plus tard. L'intervenant craint que l'on fasse à nouveau supporter une partie de la facture par les moyens généraux et que l'on crée un climat d'incertitude pour les entreprises. Cela ne lui semble pas judicieux.

La proposition de la CREG concernant les économies de coûts ne lui paraît pas illogique. Le CRM a été créé dans le but d'assurer l'approvisionnement énergétique. Le délestage a effectivement un coût, qui pourrait peut-être servir de chiffre de référence. Le membre se demande si le surcoût d'un CRM ne tenant pas compte de cet élément traduit alors le coût de notre assurance. Il ne comprend pas bien pourquoi la proposition de la CREG est si difficilement acceptable par les autres parties concernées.

En ce qui concerne le volume, la discussion porte surtout sur la mesure dans laquelle nous souhaitons nous assurer. Prenons-nous encore un risque ou n'en prenons-nous plus aucun? Répondre à cette question permettra d'en fixer le prix.

La discussion sur les températures hivernales n'est pas neuve. M. Verduyckt est surpris par la réaction d'Elia. Selon Elia, l'appel à faire abstraction de certaines années dans le calcul vise à faire en sorte que les chiffres soient les bons. Ce n'est pourtant pas le but: il s'agit, en réalité, d'une série de chiffres dont tout le monde sait qu'ils sont soumis aux effets du réchauffement climatique. L'intervenant serait surpris que cet effet puisse être nié, surtout au sein de la commission également compétente en matière de climat. Presque tous les groupes en conviennent. Il y a eu un appel à se concentrer sur les trente dernières années, ce qui semble très logique pour l'intervenant, qui n'a d'ailleurs pas entendu de contre-arguments valables.

L'intervenant estime que M. De Maegd attaque sans doute la CREG parce que le message du régulateur, qui n'est pourtant pas neuf, ne lui plaît pas. L'observation concernant les hivers a déjà été faite précédemment mais elle est à présent également étayée par une étude scientifique. Cet entêtement conduit à un manque de confiance mutuelle entre les partenaires dans ce dossier. M. Verduyckt espère que M. De Maegd fera preuve de la même ferveur dans le dossier de la centrale au

Ten slotte stelt de spreker Elia de vraag waarom de netbeheerder voor het CRM niet in een kostenbeperkend mechanisme voorziet.

De heer Kris Verduyckt (sp.a) ziet zowel een probleem wat betreft de prijs als het volume. Hierover heerst al lang onduidelijkheid en onenigheid, nog verergerd door het advies van PwC om de degressiviteit vooruit te schuiven. De spreker vreest dat een deel van de factuur nog verder doorgeschoven wordt naar de algemene middelen en dat er onzekerheid gecreëerd wordt bij de bedrijven. Dit lijkt hem geen goede optie.

Het voorstel van de CREG over kostenbesparing lijkt niet onlogisch. Het CRM is in het leven geroepen om de energievoorziening te verzekeren. Afschakeling heeft immers een kostprijs: misschien kan dit als richtcijfer dienen. Het lid vraagt zich af of de meerkost van een CRM dat hiermee geen rekening houdt dan onze verzekeringskost is. Het is hem niet duidelijk waarom het voorstel van de CREG zo moeilijk ligt bij de andere betrokkenen.

Wat betreft het volume gaat de discussie vooral over de vraag in hoeverre we ons willen verzekeren. Nemen we nog een bepaald risico of geen enkel risico meer? Dan weten we wat daarvan de kostprijs is.

De discussie over de wintertemperaturen is niet nieuw. De heer Verduyckt is verbaasd over de reactie van Elia. Zij stelden dat een oproep om een bepaald jaar uit de berekening te halen, bedoeld is om de cijfers te doen kloppen. Dit is echter niet de bedoeling: het gaat om een cijferreeks waarvan iedereen weet dat ze onderhevig is aan de effecten van klimaatopwarming. Het zou de spreker verbazen dat dit effect ontkend kan worden, zeker in de commissie die ook bevoegd is voor het Klimaat. Vrijwel alle fracties zijn het hierover eens. Er werd opgeroepen om de laatste dertig jaar te bekijken, wat de spreker heel logisch lijkt. Hij hoorde geen goede tegenargumenten.

De heer De Maegd valt de CREG aan omdat de boodschap hem volgens de spreker wellicht niet zint, terwijl het nochtans geen nieuwe informatie is. De opmerking over de winters werd al eerder gemaakt, maar wordt nu ook ondersteund door een wetenschappelijke studie. Deze koppigheid zorgt ervoor dat het onderlinge vertrouwen tussen de partners in dit dossier ontbreekt. Hij hoopt op eenzelfde felheid van de heer De Maegd in het dossier van de gascentrale van Maasbracht, die

gaz de Maasbracht qui, avec ses 1,3 GWh à 10 km de la frontière belge, fait également partie de la solution.

L'intervenant rappelle que le gouvernement précédent n'a pas suffisamment investi dans l'énergie. Certains partis ont remis la sortie du nucléaire en question, créant ainsi un climat d'investissement qui est à l'origine de la situation actuelle.

Pour le surplus, M. Verduyckt soutient l'appel du CD&V à un rapprochement des positions, mais estime que cet appel n'émouvra sans doute guère les personnes concernées, compte tenu des difficultés actuellement rencontrées en vue de la formation d'un gouvernement.

Il conclut en indiquant qu'il n'est pas envisageable de faire supporter le coût final de cette facture, que nous ne connaissons pas, par les consommateurs. L'idée de recourir aux moyens généraux est une piste envisageable. Mais il faudrait que les montants soient connus. Or, les écarts sont encore beaucoup trop importants aujourd'hui à cet égard.

M. Vincent Van Quickenborne (Open Vld), président de la commission, attire l'attention sur de nouvelles perspectives et sur certains éléments neufs, par exemple sur l'étude de la VUB, ainsi que sur l'évolution de la législation européenne, et sur les exemples de CRM adoptés à l'étranger. Ces éléments soulignent la nécessité de faire preuve de flexibilité lors de la mise en place du CRM. Cette demande de flexibilité contraste avec certaines déclarations invoquant le caractère prématuré de ce mécanisme. On reporte ainsi les décisions à plus tard pour ne pas devoir tenir compte d'observations légitimes.

Le but n'est pas de se laisser enfermer dans un système coûteux. Le président souhaite promouvoir la sécurité d'approvisionnement et l'accessibilité financière pour les consommateurs et les entreprises. Le marché de l'énergie est libre et ne doit pas redevenir un marché subsidié où le libre choix serait de plus en plus difficile.

Le président constate ensuite que l'étude de la VUB est source de nervosité et indique que l'examen de sa genèse est éclairant. L'étude d'Elia (juin-juillet 2019) ne mentionne pas explicitement les chiffres des 33 années climatiques. Ce n'est qu'à la suite d'un examen approfondi, durant l'automne 2019, que ces chiffres ont été demandés et obtenus. La VUB a publié ses conclusions sur la base de ces chiffres et les a clairement commentés devant cette commission.

Ce sont les opérateurs de réseau européens qui défendent leurs intérêts qui s'accrochent obstinément aux 33 années climatiques. La demande de la VUB d'adopter une perspective de 5 à 20 ans et d'en examiner les effets

met zijn 1,3 GWh op 10 km van de Belgische grens ook een deel van de oplossing vormt.

De spreker herinnert eraan dat de vorige regering de voorbije jaren te weinig heeft geïnvesteerd in energie. Sommige partijen hebben de kernuitstap in vraag gesteld en daardoor een investeringsklimaat gecreëerd dat de huidige situatie heeft veroorzaakt.

De heer Verduyckt kan zich voorts vinden in de oproep van CD&V om de standpunten te verzoenen, maar wijst erop dat dit wellicht weinig indruk maakt op de betrokkenen, gezien de moeilijkheden om een regering te vormen.

Hij besluit dat het geen optie is om de factuur, waarvan we de uiteindelijke kost niet kennen, naar de consumenten door te schuiven. Het idee om de algemene middelen aan te spreken is een mogelijke piste. De bedragen moeten echter bekend zijn, en deze liggen vandaag nog veel te ver uit elkaar.

De heer Vincent Van Quickenborne (Open Vld), commissievoorzitter, wijst op nieuwe inzichten en wijzigende elementen, zoals de studie van de VUB, de evoluerende Europese wetgeving en de buitenlandse voorbeelden van een CRM. Deze factoren maken flexibiliteit bij het opzetten van een CRM noodzakelijk. Deze vraag tot flexibiliteit staat in contrast met sommige uitspraken over voorbarigheid. Zaken worden vooruitgeschoven om geen rekening te moeten houden met legitieme opmerkingen.

Het is niet de bedoeling om opgesloten te raken in een duur systeem. De voorzitter wenst de bevoorradingszekerheid en de betaalbaarheid voor consumenten en bedrijven te bevorderen. De energiemarkt is vrij en mag niet opnieuw een subsidiemarkt worden waarin vrije keuze steeds moeilijker wordt.

De voorzitter stelt vervolgens vast dat de VUB-studie voor zenuwachtigheid zorgt. Een blik op de ontstaansgeschiedenis ervan is dan ook verhelderend. In de studie van Elia (juni-juli 2019) zijn de cijfers van de 33 klimaatjaren niet expliciet vermeld. Pas door verder onderzoek in het najaar van 2019 werden deze cijfers opgevraagd en verkregen. De VUB heeft haar bevindingen op basis daarvan gepubliceerd en op een heldere manier verduidelijkt aan deze commissie.

Hardnekkig vasthouden aan de 33 klimaatjaren is de houding van de Europese netbeheerders die hun belangen verdedigen. Het lijkt een legitieme vraag van de VUB om een perspectief van 5 à 20 jaar te nemen en

semble légitime. La VUB se fonde sur des connaissances scientifiques et ne poursuit aucun objectif particulier. Une étude commandée par le ministère allemand se fonde d'ailleurs sur cinq années climatiques. L'intervenant insiste sur la nécessité d'en examiner l'impact.

Ensuite, le président aborde la question existentielle du CRM. Aucune partie ne veut sans doute abandonner complètement le CRM. Il y a au sein de la commission une majorité favorable à une facture illimitée, payée par les entreprises et les particuliers. Un système gérable est nécessaire, par exemple doté d'une enveloppe fermée. Cela ne doit pas nécessairement être la proposition de la CREG. L'avantage d'un système limitant les coûts est que ceux-ci pourront également être nuls si les circonstances sont assez favorables pour que le CRM soit superflu.

L'intervenant demande aux experts si la proposition de résolution de M. De Maegd est adéquate et complète, et si elle passera le cap de la Commission européenne, compte tenu de l'exigence d'un mécanisme de financement élaboré de façon détaillée.

Malgré les appels à jeter des ponts, ce sera en fin de compte la Chambre qui devra trancher, et non le gouvernement ou les experts. Soit la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat réussira à réunir une majorité, soit elle échouera dans sa mission. Les postures manichéennes devront être abandonnées si elle veut réunir une majorité.

Le président conclut en indiquant qu'une solution devra être trouvée à la fois pour le mécanisme de financement et pour l'ensemble du dossier. Cette solution devra concilier la sécurité d'approvisionnement et l'accessibilité financière.

C. Réponses des invités

M. Luc Vercruyssen (PwC) passe quatre points en revue:

- l'estimation des coûts dans l'étude PwC de 2018;
- le taux d'actualisation utilisé dans cette estimation;
- l'approche inadéquate de la VoLL au niveau budgétaire;
- la possibilité de financer le CRM sur le budget de l'État.

het effect te bekijken. De VUB vertrekt van wetenschappelijke inzichten en heeft hierin geen agenda. Een studie in opdracht van het Duitse ministerie vertrekt overigens van 5 klimaatjaren. De spreker dringt erop aan om de impact hiervan te bekijken.

Ten tweede gaat de voorzitter in op de existentiële vraag wat betreft een CRM. Wellicht wil geen enkele partij het CRM helemaal afvoeren. Er is wel een meerderheid in de commissie die past voor een ongelimiteerde factuur, betaald door bedrijven en particulieren. Een beheersbaar systeem is nodig, bijvoorbeeld met een gesloten enveloppe. Dit hoeft niet per se het voorstel van de CREG te zijn. Het voordeel van een kostenbeperkend systeem is dat de kost ook nul kan zijn, wanneer de omstandigheden dermate meevallen dat het CRM niet nodig is.

De spreker vraagt aan de experts of het voorstel van resolutie van de heer De Maegd goed en volledig is en de toets van de Europese Commissie zal kunnen doorstaan, in het licht van de vereiste van een gedetailleerd uitgewerkt financieringsmechanisme.

Ondanks de oproepen om bruggen te bouwen, is het uiteindelijk de Kamer die moet beslissen, niet de regering of de experts. Ofwel slaagt de commissie Energie, Leefmilieu en Klimaat erin een meerderheid te vinden, ofwel mislukt ze in haar opdracht. De zwart-witte tegenstellingen moet verlaten worden om een meerderheid te bereiken.

De voorzitter besluit dat een oplossing voor een financieringsmechanisme én over de totaliteit van het dossier nodig is. Bevoorradingszekerheid en betaalbaarheid moeten samengaan in de oplossing.

C. Antwoorden van de genodigden

De heer Luc Vercruyssen (PwC) gaat in op vier punten:

- de inschatting van de kosten in de PwC-studie van 2018;
- de in deze schatting gebruikte discontovoet;
- de inadequate benadering van VoLL op budgettair vlak;
- de mogelijkheid om het CRM uit de overheidsbegroting te financieren.

a. L'estimation des coûts dans l'étude PwC de 2018

L'estimation des coûts⁷ remonte à 2018, à une date à laquelle tous les éléments conceptuels du CRM n'avaient pas encore été définis. L'orateur rappelle que, dans l'intervalle, le CRM a été mis en place de manière à le rendre aussi efficace que possible en termes de coûts, conformément à la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité afin de mettre en place un mécanisme de rémunération de capacité.

Il en a été tenu compte au cours du processus d'élaboration du CRM, notamment au travers du choix général du mécanisme (*reliability option*), mais aussi du *strike price*, du *reference price*, des *price caps*, du *pay-as-bid* au lieu du *pay-as-clear*, de l'absence de cumul pour les producteurs bénéficiant déjà d'un soutien, et de l'agrégation. Le choix de toutes ces composantes a été fait en vue de réduire les coûts.

Tout cela remet-il en cause l'estimation de 2018? M. Vercruyssen estime que personne ne peut estimer le coût du CRM avec précision. Le même niveau de prix est constaté dans d'autres pays (à l'exception du cas extrême de la Pologne). L'estimation des coûts se situe dans une fourchette, entre les estimations budgétaires irréalistes de 11 millions d'euros et les surestimations par rapport aux pays où un CRM est en place. Bien qu'ils aient mis en place un CRM sans savoir combien il allait finalement coûter, ces pays n'ont pas signé un chèque en blanc. Mais ils ont toutefois tout fait pour limiter les coûts.

b. Le taux d'actualisation utilisé

Le montant nominal de la facture d'un consommateur d'électricité en 2035 doit être actualisé. La question de savoir si ce taux doit être de 8,5 % prête à discussion. Bien que l'analyse de sensibilité du taux d'actualisation ait révélé différents résultats, il n'a jamais été question d'un montant aussi élevé que les 940 millions d'euros de la CREG. Ce montant n'est obtenu qu'en se basant sur deux éléments, à savoir le cas extrême de la Pologne et un taux d'actualisation complètement irréaliste aux yeux de l'orateur de 0 %. Dans 15 ans, l'argent n'aura jamais la même valeur qu'aujourd'hui.

⁷ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-Determination-du-mecanisme-de-remuneration-de-la-capacite-belge-et-preparatio-du-cadre-legislatif.pdf>.

a. De kostenraming in de PwC-studie van 2018

De kostenraming⁷ dateert uit 2018, toen nog niet alle conceptuele elementen van het CRM vastgelegd waren. De spreker wijst erop dat het CRM ondertussen op zo'n manier is opgezet om het zo kostenefficiënt mogelijk te maken, conform de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen.

Tijdens het ontwikkelingsproces van het CRM werd hiermee rekening gehouden, met name door de algemene keuze van het mechanisme (de *reliability option*), maar ook door de keuze voor de *strike price*, de *reference price*, de *price caps*, voor *pay-as-bid* in plaats van *pay-as-clear*, de afwezigheid van cumul voor producenten die al steun genieten, en de aggregatie. De keuze voor al deze bouwstenen is genomen met het oog op het drukken van de kosten.

Stelt dit alles de raming van 2018 in vraag? De heer Vercruyssen stelt dat niemand de kost van het CRM precies kan inschatten. Hetzelfde prijsniveau wordt in andere landen vastgesteld (het extreme geval van Polen buiten beschouwing gelaten). De kostenraming zit in de vork tussen de irrealistische budgettaire schattingen van 11 miljoen euro en de overschattingen in vergelijking met landen waar een CRM in voege is. Deze landen hebben geen blanco cheque getekend, hoewel ze een CRM ingesteld hebben zonder te weten hoeveel het uiteindelijk ging kosten. Ze hebben wel alles gedaan om de kosten te beperken.

b. De gebruikte discountvoet

Het nominale factuurbedrag voor een stroomverbruiker in 2035 moet naar de actuele waarde verdisconteerd worden. Of dit percentage 8,5 % moet zijn, is voor discussie vatbaar. De sensitiviteitsanalyse van de discountvoet bracht weliswaar verschillende resultaten aan het licht, maar nooit zo'n hoog bedrag als de 940 miljoen euro van de CREG. Dit bedrag wordt pas bereikt door van twee zaken uit te gaan: het extreme Poolse geval en een volgens de spreker volstrekt onrealistische discountvoet van 0 %. Geld heeft over 15 jaar nooit dezelfde waarde als nu.

⁷ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Rapport-Bepaling-van-het-mechanisme-voor-de-vergoeding-van-capaciteit-voor-Belgie-en-de-voorbereiding-van-het-wettelijk-kader.pdf>.

c. L'approche inadéquate de la valeur de la charge perdue (VoLL) sur le plan budgétaire

L'orateur estime que la question de M. Warmoes concernant la VoLL n'était pas tout à fait claire. PwC n'a mentionné aucun chiffre concernant la VoLL dans son étude.

Il signale que la CREG n'utilise pas la VoLL, mais la *Value of Lack of Adequacy* (VoLA), ce qui représente une petite différence car la pénurie d'électricité est signalée la veille dans le cas de cette valeur, ce qui signifie qu'il est possible de prévoir la perte de capacité, si bien que la valeur de la pénurie d'électricité est typiquement inférieure. Même si cette perte de capacité est prévisible, la valeur de la VoLL ou de la VoLA est fortement tributaire du type de consommateur. Chaque secteur et chaque consommateur possède potentiellement une VoLL ou une VoLA différente. Dans la littérature, ce point est mis en rapport avec la notion d'élasticité des prix de l'électricité.

L'orateur estime qu'il n'est pas possible de partir du principe d'une valeur moyenne pour la VoLA. Non seulement cette valeur dépend du type de consommateur, mais également de la récurrence de la pénurie d'électricité, de la saison et des habitudes du consommateur, qu'il s'agisse d'un particulier ou d'une entreprise.

Dans la même étude que la CREG utilise pour fixer le montant de 5 300 euros par MWh pour les particuliers, on trouve par exemple une VoLA de 14 680 euros par MWh pour le secteur de la construction. Cette valeur est en revanche inférieure pour d'autres secteurs. L'utilisation d'une moyenne de la *Value of Lack of Adequacy* pour fixer le budget ne prend pas en considération tous les consommateurs qui accordent une valeur supérieure à la prévention d'une pénurie d'électricité.

L'orateur opère une comparaison avec les services postaux qui sont obligés de distribuer le courrier partout, même dans les régions reculées. Pour fixer le prix d'un timbre postal, on ne se base pas sur un prix moyen que les consommateurs sont prêts à payer, car cela aurait pour conséquence que le service se concentre uniquement sur les villes.

d. La possibilité de financer le CRM via le budget de l'État

Il existe trois options concernant le financement du CRM:

- au moyen d'une obligation de service public via Elia;
- via une contribution du fournisseur;

c. De inadequate benadering van VoLL op budgettair vlak

De vraag van de heer Warmoes over VoLL was de spreker niet helemaal duidelijk. PwC heeft in zijn studie geen cijfer voor de VoLL vernoemd.

Hij wijst erop dat de CREG niet de VoLL gebruikt, maar de *Value of Lack of Adequacy* (VoLA), wat een klein verschil maakt omdat hiervoor het stroomtekort de dag tevoren gemeld wordt, wat betekent dat men het vermogensverlies kan voorzien, zodat de waarde van het stroomtekort typisch lager is. Zelfs indien dit vermogensverlies te voorzien is, blijft de waarde van de VoLL of de VoLA sterk afhankelijk van het type verbruiker. Elke sector en elke verbruiker heeft potentieel een andere VoLL of VoLA. Dit wordt in de literatuur in verband gebracht met de notie van prijselasticiteit voor elektriciteit.

Men kan volgens de spreker niet van een gemiddelde waarde voor de VoLA uitgaan. Niet alleen hangt deze waarde af van het type verbruiker, maar ook van de recurrentie van het stroomtekort, het seizoen en de gewoontes van de verbruiker, of het nu om particulieren of om bedrijven gaat.

In dezelfde studie die de CREG gebruikt om het bedrag van 5 300 euro per MWh voor particulieren vast te stellen, vindt men bijvoorbeeld voor de bouwsector een VoLA van 14 680 euro per MWh. Voor andere sectoren ligt het dan weer lager. Het gebruik van een gemiddelde van de *Value of Lack of Adequacy* om het budget te bepalen, laat alle verbruikers buiten beschouwing die het vermijden van stroomtekort een hogere waarde toekennen.

De spreker vergelijkt met de postbussen, die verplicht zijn om overal, ook in afgelegen gebieden, post te leveren. Om de prijs van een postzegel te bepalen gaat men niet uit van een gemiddelde prijs die consumenten bereid zijn te betalen, want dit zou ertoe leiden dat de dienst zich alleen op de steden richt.

d. De mogelijkheid om het CRM uit het overheidsbudget te bekostigen

Er zijn drie opties om het CRM te financieren:

- door middel van een openbaredienstverplichting via Elia;
- via een bijdrage van de leverancier;

— via une contribution sur l'énergie.

Les deux premières options sont au final répercutées sur la facture d'électricité. La troisième possibilité permet de financer le CRM en dehors du système électrique.

Concernant un financement via le budget de l'État, deux possibilités existent: via le budget des voies et moyens ou via un financement apparenté, à savoir une contribution sur l'énergie, telle que le prélèvement d'accises, une taxe sur le kérosène ou d'autres mesures.

L'orateur aborde les avantages et les inconvénients d'un financement via le budget de l'État (voir annexe C.6):

— c'est plus simple;

— l'impact est nul sur la facture d'électricité (bien que quelqu'un doive finalement payer), ce qui annule l'éventuel besoin de régimes d'exemptions ou de mécanismes de dégressivité;

— la maîtrise des coûts au travers du vote du budget CRM (bien que les acteurs d'un marché libéralisé ne prennent pas volontiers le risque qu'un budget trop faible soit alloué ou ne soit pas voté);

— la maîtrise de la répartition des coûts entre les particuliers et les entreprises dans le cas d'accises ou d'une taxe carbone, par exemple.

Les inconvénients sont:

— un surcoût pour l'État;

— un risque accru pour la partie contractante;

— l'absence d'incitant pour le consommateur final d'électricité de réduire sa consommation;

— l'absence de lien entre les bénéfices retirés du CRM et la contribution à la mise en œuvre de celui-ci;

— un risque pour les participants au CRM, dès lors que son coût est le résultat d'une enchère, il est impossible d'évaluer précisément ex-ante le budget qu'il faut prévoir;

— une iniquité pour les consommateurs qui ne disposent pas d'alternative, tel que ce fut le cas dans le débat concernant l'instauration d'un prix du carbone;

— via een bijdrage op de energie.

De eerste twee opties komen uiteindelijk terecht op de elektriciteitsfactuur. De derde mogelijkheid biedt de kans om het CRM buiten het elektriciteitssysteem te financieren.

Wat betreft een financiering via het overheidsbudget, zijn er twee mogelijkheden: de Rijksmiddelenbegroting of via een aanverwante financiering, namelijk een bijdrage op energie zoals het heffen van accijnzen, een kerosinetaks of andere maatregelen.

De spreker gaat in op de voor- en nadelen van een financiering via het overheidsbudget (zie bijlage C.6):

— het is eenvoudiger;

— er is geen impact op de elektriciteitsfactuur (hoewel de kost uiteindelijk wel door iemand betaald moet worden), wat uitzonderingen of degressiviteitsmechanismen overbodig maakt;

— kostenbeheersing door stemming over het CRM-budget (hoewel spelers op een geliberaliseerde markt niet graag het risico lopen dat een te laag budget wordt toegekend of niet gestemd raakt);

— controle over de verdeling van de kosten tussen particulieren en bedrijven in het geval van bijvoorbeeld accijnzen of een CO₂-heffing.

De nadelen zijn:

— een meerkost voor de overheid;

— een verhoogd risico voor de contractanten;

— de eindgebruiker heeft geen stimulans om zijn verbruik te verminderen;

— afwezigheid van een koppeling tussen de voordelen van een CRM en de bijdrage die men ertoe levert;

— een risico voor de deelnemers aan een CRM, gezien de kost het resultaat is van een veiling, waardoor het onmogelijk is om vooraf in het precieze budget te voorzien;

— benadeling van consumenten die geen alternatief hebben, zoals men zag in het debat over de invoering van een CO₂-prijs;

— un impact négatif découlant de l'adaptation du comportement des consommateurs, par exemple: ces derniers prennent moins l'avion en raison de la mesure, si bien que le financement disparaît;

— un risque que la Commission européenne considère ce financement comme une aide d'État.

M. De Maegd a demandé l'avis de l'orateur au sujet de la proposition de résolution demandant au gouvernement fédéral d'indiquer à la Commission européenne que le financement du mécanisme de rémunération de capacité en matière d'électricité se fera par une obligation de service public via les tarifs d'Elia (DOC 55 1220/001).

L'orateur conclut en évoquant la préférence de PwC pour la solution d'une obligation de service public au travers des tarifs d'Elia. Les avantages décisifs sont la maîtrise des coûts, le transfert des coûts aux bénéficiaires du CRM, et la possibilité de mettre en place un mécanisme de contrôle (par exemple soutenu par la CREG).

M. James Matthys-Donnadieu (*Head of Market Development, Elia*) répond aux questions sur les *price caps* et sur les effets sur le bien-être des consommateurs et des producteurs.

Il confirme que le CRM belge prévoit un système de *price caps* qui prévoit une distinction entre le *price cap* pour la capacité existante et le *price cap* pour la nouvelle capacité.

M. Wollants a renvoyé à un exposé, fait lors de la réunion de la *task force* du 28 mai 2020, concernant des cas d'utilisation présentés pour expliquer le fonctionnement du CRM aux acteurs du marché. Selon Elia, les chiffres de 20 000 euros par MW pour la capacité existante et de 70 000 euros pour la nouvelle capacité sont des ordres de grandeur corrects pour les *price caps*.

En pratique, le mode de fixation de ces chiffres dépend de la méthodologie appliquée: les différents *caps* sont fixés en même temps que le volume de la mise aux enchères du CRM. Pour la capacité existante, on utilise le *missing money* de la *least competitive technology* et, pour la nouvelle capacité, on se base sur le *net cost of new entry* le plus efficace des nouveaux investissements. Cette méthodologie est appliquée au niveau international.

Une autre question posée par M. Wollants concerne la raison pour laquelle un volume de 2 GW est nécessaire pour couvrir 200 heures de capacité de pointe. M. Matthys se réfère au tableau de l'annexe B.4, p. 16,

— een negatieve impact door de aanpassing van het gedrag van verbruikers, bijvoorbeeld: er wordt door de maatregel minder gevlogen, zodat de financiering wegvalt;

— risico dat de Europese Commissie dit als overheidssteun bestempelt.

De heer De Maegd vroeg de mening van de spreker over het voorstel van resolutie waarbij de federale regering wordt verzocht de Europese Commissie te melden dat het capaciteitsvergoedingsmechanisme inzake elektriciteit zal worden gefinancierd op basis van een openbaredienstverplichting, via de tarieven van Elia (DOC 55 1220/001).

De spreker besluit met de voorkeur van PwC voor de optie van een openbaredienstverplichting, via de tarieven van Elia. Doorslaggevende voordelen zijn de kostenbeheersing, de transfer van kosten naar de begunstigen van het CRM, en de mogelijkheid om een controlemechanisme (bijvoorbeeld ondersteund door de CREG) in te stellen.

De heer James Matthys-Donnadieu (*Head of Market Development, Elia*) beantwoordt de vragen over de *price caps* en over de welvaartseffecten voor consumenten en producenten.

Hij bevestigt dat het Belgische CRM wel degelijk in een systeem van *price caps* voorziet, dat een onderscheid zou maken tussen een *price cap* voor bestaande capaciteit en een *price cap* voor nieuwe capaciteit.

De heer Wollants verwees naar een presentatie op de taskforce van 28 mei 2020, waarin *used cases* gepresenteerd werden om aan de marktspelers duidelijk te maken hoe een CRM werkt. De cijfers van 20 000 euro per MW voor bestaande capaciteit en 70 000 euro voor nieuwe capaciteit zijn volgens Elia de correcte grootte voor *price caps*.

De manier waarop deze cijfers in de praktijk vastgelegd zullen worden, is onderdeel van de methodologie: samen met het volume voor de CRM-veiling zullen ook de verschillende *caps* bepaald worden. Voor bestaande capaciteit wordt gekeken naar de *missing money* van de *least competitive technology* en wat betreft nieuwe capaciteit naar de efficiëntste *net cost of new entry* van nieuwe investeringen. Deze methodologie wordt internationaal gebruikt.

Een andere vraag van de heer Wollants betreft de vraag waarom er voor het afdekken van 200 uur piekcapaciteit een volume van 2 GW nodig is. De heer Matthys verwijst naar de tabel in bijlage B.4, p. 16 om aan te tonen dat

pour montrer que le volume réservé pour l'année -1 se situe plutôt entre 2 et 3 GW.

Mme Vanderstraeten a posé une question sur la différence entre le pilotage de la demande et le plan de délestage. Son analyse est logique: le pilotage de la demande est important. Dans ses études, Elia tient compte, pour ses calculs de volume, à la fois du pilotage existant et du pilotage politiquement voulu de la demande. Le plan de délestage n'a plus rien à voir avec le pilotage de la demande. Des communes entières sont alors délestées sans qu'elles le demandent afin d'éviter un black-out complet.

Dans le projet de CRM, des efforts importants ont été consentis pour faciliter et maximiser la participation des consommateurs d'électricité (côté de la demande du marché) au CRM.

Un volume leur est réservé pour l'année -1. En outre, la demande peut participer au CRM avec un *strike price* supérieur à celui qui est imposé aux autres acteurs du marché, afin de mieux tenir compte de la réalité industrielle. Enfin, il est prévu que la demande puisse déjà participer aux enchères pour l'année -4. Ce sont des éléments uniques qui vont plus loin que les autres CRM adoptés en Europe. L'orateur se réjouit que le secteur de l'agrégation du *demand side management* reconnaisse ces efforts d'Elia.

L'orateur aborde ensuite les questions de Mme Vanderstraeten et de M. Warmoes relatives aux effets sur le bien-être par opposition au coût du CRM. Il renvoie aux pages 163 à 165 de l'étude *Adequacy and Flexibility Study for Belgium, 2020-2030*.⁸ En ce qui concerne la création de richesses, elle compare un système de marché *energy only* doté d'une réserve stratégique, d'une part, et un système de marché *energy only* doté d'un CRM, d'autre part. Le projet prévoyant un CRM augmente le niveau de bien-être des consommateurs et fait baisser celui des producteurs.

Comment expliquer que l'effet de bien-être est positif avec le CRM par rapport à un système de réserve stratégique, en particulier pour le consommateur? Cela découle du fait que, dans l'hypothèse du mécanisme avec CRM, les prix de l'énergie sont en moyenne plus bas et nettement moins volatils que dans le mécanisme prévoyant un marché *energy only* incluant une réserve stratégique. Cette réserve n'est en effet utilisée que lorsque les prix de l'électricité atteignent certains sommets.

Qu'est-ce que cela signifie pour le consommateur? Cela a deux conséquences.

⁸ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Adequacy-and-flexibility-study-for-Belgium-2020-2030-Elia.pdf>.

het gereserveerde volume in Jaar -1 eerder tussen de 2 en de 3 GW ligt.

Mevrouw Vanderstraeten had een vraag over het verschil tussen vraagsturing en een afschakelplan. Haar analyse houdt steek: vraagsturing is belangrijk; in studies houdt Elia in de volumeberekeningen dan ook rekening met zowel de bestaande als de politieke geambieerde vraagsturing. Een afschakelplan is geen vraagsturing meer. Volledige gemeenten worden dan ongevraagd afgeschakeld om een complete black-out te vermijden.

In het ontwerp van een CRM zijn er belangrijke inspanningen geleverd om de deelname van stroomverbruikers (de vraagzijde in de markt) aan het CRM te vergemakkelijken en te maximaliseren.

Er is voor hen een volume gereserveerd voor Jaar -1. Daarenboven kan de vraagzijde deelnemen aan het CRM met een *strike price* die hoger ligt dan de *strike price* die aan andere marktpartijen wordt opgelegd, om beter rekening te houden met de industriële realiteit. Tot slot is bepaald dat de vraagzijde al zou kunnen deelnemen aan de veiling voor Jaar -4. Dit zijn unieke elementen die verder gaan dan andere CRM's in Europa. De spreker is tevreden dat de sector van aggregatie van *demand side management* deze inspanningen van Elia erkent.

De spreker gaat vervolgens in op de vragen van mevrouw Vanderstraeten en de heer Warmoes over de welvaartseffecten versus de kost van het CRM. Hij verwijst hierbij naar p. 163 tot en met 165 van de *Adequacy and Flexibility Study for Belgium, 2020-2030*.⁸ Voor de welvaartscreatie wordt de vergelijking gemaakt tussen enerzijds een systeem van een *energy only* markt met een strategische reserve en anderzijds een systeem van een *energy only* markt met een CRM. Een ontwerp met CRM verhoogt het welvaartsniveau voor de verbruikers en doet het dalen voor de producenten.

Hoe is het te verklaren dat het welvaartseffect met CRM positief is in vergelijking met een systeem van strategische reserve, in het bijzonder voor de verbruiker? Dit komt omdat de energieprijzen in een mechanisme met CRM gemiddeld lager liggen en beduidend minder volatiel zijn dan in een mechanisme met een *energy only* markt met strategische reserve. Deze reserve speelt immers pas als de elektriciteitsprijzen bepaalde pieken halen.

Wat betekent dit voor de verbruiker? Hier spelen twee effecten.

⁸ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Adequacy-and-flexibility-study-for-Belgium-2020-2030-Elia.pdf>.

Tout d'abord, il y a un effet positif car le prix de l'énergie est inférieur: dans un système avec CRM, Elia postule une réduction des coûts énergétiques de 2 à 4 euros par MWh par rapport au mécanisme incluant une réserve stratégique.

Deuxièmement, il faut tenir compte du coût du CRM par rapport à celui de la réserve stratégique.

Compte tenu de l'ensemble des coûts et bénéfices (c'est-à-dire à la fois de la baisse des prix de l'énergie dans un système CRM et du coût du système CRM par rapport à une réserve stratégique), Elia situe les avantages nets du CRM entre 0 et 2,9 euros par MWh par rapport à un système de réserve stratégique.

Mme Pascale Fonck (Chief Officer External Relations, Elia) répond à la question de Mme Vanderstraeten, M. Warmoes et M. Van Quickenborne concernant le changement climatique et les hivers. Elle prend acte de la conclusion indiquant que la probabilité d'avoir des hivers rigoureux diminue. Elle souligne toutefois que cela ne veut pas dire qu'il n'y en aura plus.

Étant donné que la loi prévoit que la sécurité d'approvisionnement doit être garantie, il faut également prévoir les circonstances les plus rudes. D'un point de vue statistique, il n'est pas souhaitable d'extraire les hivers les plus rigoureux de l'échantillon, hivers dont la prise en compte dans le calcul entraîne une augmentation du LoLE.

Une autre question était de savoir si Elia serait disposé à procéder à une analyse de sensibilité supplémentaire. L'oratrice indique que cela ne poserait pas de problème mais ajoute immédiatement que la méthodologie a été définie au niveau européen et qu'elle est appliquée de la même manière par tous les gestionnaires de réseau de transport. Cette méthodologie pourrait éventuellement être améliorée à l'avenir, et les résultats des études sur le changement climatique pourraient y être incorporés.

En ce qui concerne le financement et la proposition de résolution de M. De Maegd, Elia ne demande pas l'instauration d'une obligation de service public, mais Elia mettra cette obligation en œuvre, sous le contrôle de la CREG, si le gouvernement prend cette direction.

Pour que le dossier soit complet, afin que la Commission européenne puisse entamer son analyse, il serait utile, selon Elia, de préciser, dans la proposition de résolution, la base sur laquelle le coût supplémentaire sera facturé à l'utilisateur final. Il pourrait s'agir de l'énergie ou de la puissance. Ces deux solutions sont envisageables et ce choix aura peu d'impact sur les

Ten eerste is er een gunstig effect omdat de energieprij lager ligt: in een systeem met CRM gaat Elia uit van een daling van de energiekost van 2 euro à 4 euro per MWh in vergelijking met een mechanisme met strategische reserve.

Ten tweede moet men rekening houden met de kostprijs van een CRM in vergelijking met een strategische reserve.

Alle kosten en baten in acht genomen (dit wil zeggen: zowel de daling van de energieprijzen in een CRM-systeem als de kostprijs van een CRM-systeem in vergelijking met een strategische reservesysteem) schat Elia de netto baten van een CRM op 0 à 2,9 euro per MWh in vergelijking met een systeem van strategische reserve.

Mevrouw Pascale Fonck (Chief Officer External Relations, Elia) gaat in op de vraag van mevrouw Vanderstraeten en de heren Warmoes en Van Quickenborne over de klimaatverandering en de winters. Zij neemt acte van de conclusie dat strenge winters minder waarschijnlijk worden. Dit betekent echter niet dat ze niet meer voorkomen.

In de wet wordt bepaald dat de bevoorradingszekerheid veiliggesteld moet worden. Om die reden moeten ook de moeilijkste situaties voorzien worden. Vanuit statistisch oogpunt is het niet wenselijk om de strengste winters, die tot een hoog LoLE leiden, uit de steekproef te halen.

Een andere vraag betrof de bereidheid van Elia om een bijkomende gevoeligheidsanalyse te maken. Dit is geen probleem, al voegt de spreker er meteen aan toe dat de methodologie op Europees niveau bepaald is en door alle transmissienetbeheerders op dezelfde manier wordt toegepast. In de toekomst kan deze methodologie eventueel verbeterd worden en kunnen resultaten van studies over de klimaatverandering opgenomen worden.

Wat de financiering en het voorstel van resolutie van de heer De Maegd betreft, is Elia weliswaar geen vragende partij voor een opgelegde openbaredienstverplichting, maar indien de regering in deze richting gaat, zal Elia dit uitvoeren onder controle van de CREG.

Om een volledig dossier te hebben, zodat de Europese Commissie met haar onderzoek kan beginnen, zou het volgens Elia nuttig zijn om in het voorstel van resolutie te preciseren op welke basis de meerkost gefactureerd wordt aan de eindgebruiker. Dit kan op basis van energie of op basis van vermogen. Beide kunnen werken, dit heeft weinig impact op de eindverbruikers, met name op de

consommateurs finaux, et donc sur les ménages. Cet ajout donnerait à la Commission européenne tous les éléments dont elle a besoin pour avancer dans ce dossier.

M. Koen Locquet (CREG) répond aux questions concernant la dégressivité en renvoyant à son exposé introductif. Toute proposition de dégressivité peut en effet être introduite *a posteriori*. Toutefois, si la notification est faite à la Commission européenne après que le financement a déjà commencé, le système de dégressivité n'entrera en vigueur qu'ultérieurement.

L'intervenant souligne aussi qu'en cas de dégressivité, une partie des coûts est toujours à charge du budget de l'État. Il en va autrement lorsqu'il s'agit d'une exemption. La partie non perçue suite à l'application de la dégressivité est en effet prise en charge par l'État.

M. Locquet souhaite dissiper un malentendu: la proposition d'arrêté royal de la CREG sur la méthodologie⁹ n'a pas été transmise à la Commission européenne par la CREG même; ce texte a été envoyé en même temps que tous les autres documents pour ceux qui ont soumis le dossier auprès de la Commission européenne.

M. Locquet donne par ailleurs quelques précisions sur l'étude de la VUB: cette étude a été envoyée le 7 mai 2020 au secrétariat du Comité de Suivi "CRM", qui en a pris connaissance.

L'orateur reconnaît qu'il y a parfois des divergences de vues. Il existe une bonne coopération au sein du Comité de suivi CRM. La CREG se charge notamment de la préparation des textes réglementaires et tente de répondre aux questions parlementaires.

M. Andreas Tirez (CREG) répond aux autres questions.

a. **Réduction des coûts**

Mme Vanderstraeten se demandait s'il serait possible de travailler sur la base d'un système à l'italienne, avec des limites imposées de 33 000 euros par MW pour la capacité existante et de 75 000 euros par MW pour la nouvelle capacité. De tels plafonds de prix peuvent effectivement être imposés.

La capacité sur laquelle PwC s'est basée en 2018 pour la première vente aux enchères a toutefois déjà été estimée à 600 millions d'euros. En outre, lors de la première vente aux enchères, le système italien n'a pas pu attirer une capacité suffisante pour satisfaire à la norme de fiabilité.

⁹ <https://www.creg.be/fr/publications/proposition-c1907>.

gezinnen. Een dergelijke toevoeging zou de Europese Commissie alle elementen in handen geven om vooruit te gaan in dit dossier.

De heer Koen Locquet (CREG) beantwoordt de vragen over degressiviteit door te verwijzen naar de inleidende uiteenzetting. Een voorstel inzake degressiviteit kan inderdaad achteraf ingediend worden. Als de aanmelding aan de Europese Commissie echter plaatsvindt nadat de financiering reeds gestart is, dan begint het systeem van degressiviteit pas nadien te lopen.

De spreker wijst er ook op dat bij degressiviteit altijd een stuk ten laste van de overheidsbegroting valt. Dat is verschillend wanneer het gaat om een vrijstelling. Het deel dat niet opgehaald wordt door het toepassen van degressiviteit, wordt dan betaald door de staat.

De heer Locquet wenst een misverstand uit de wereld te helpen: het voorstel van koninklijk besluit van de CREG inzake methodologie⁹ is niet door de CREG aan de Europese Commissie overgezonden. Dit is samen met alle andere documenten door de indieners van het dossier bij de Europese Commissie verzonden.

Hij preciseert daarnaast een en ander over de VUB-studie, die op 7 mei 2020 naar het secretariaat van het Opvolgingscomité CRM werd verstuurd, dat hiervan heeft kennisgenomen.

De spreker geeft toe dat er soms meningsverschillen zijn. In het Opvolgingscomité CRM wordt goed samengewerkt. De CREG neemt onder andere de voorbereiding van de reglementaire teksten voor haar rekening en probeert de parlementaire vragen te beantwoorden.

De heer Andreas Tirez (CREG) gaat in op de overige vragen.

a. **Kostenbeperking**

Mevrouw Vanderstraeten vroeg zich af of er met een Italiaans systeem kan gewerkt worden, waarbij beperkingen van 33 000 euro per MW voor bestaande capaciteit worden opgelegd, en van 75 000 euro per MW voor nieuwe capaciteit. Dergelijke *price caps* kunnen inderdaad opgelegd worden.

De capaciteit waarmee PwC gerekend heeft in 2018 komt echter voor een eerste veiling al op een bedrag van 600 miljoen euro. Het Italiaanse systeem heeft in de eerste veiling overigens onvoldoende capaciteit kunnen aantrekken om te voldoen aan de betrouwbaarheidsnorm.

⁹ <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-c1907>.

Une deuxième question concernait la tarification d'une obligation de service public via Elia. La question était de savoir si un tel système pouvait être le principal moteur de la réduction des coûts, en raison du fait qu'il y aurait un contrôle exercé par la CREG. M. Tirez précise que l'effet de réduction des coûts dépend non pas des contrôles qu'effectuerait la CREG mais plutôt du choix entre une base tarifaire par kW ou par kWh. Dans un calcul basé sur le kW, celui qui prélève du courant est facturé sur la base de sa puissance de pointe, ce qui lui donne une incitation tarifaire à réduire son prélèvement pendant les crêtes.

Comment les consommateurs peuvent-ils réduire leurs coûts? Cela peut se faire par le biais d'une production locale (ou d'une batterie, par exemple) ou par la gestion de la demande (réduction de la consommation aux heures de pointe). Il n'est d'ailleurs pas nécessaire que tous consommateurs réagissent à l'incitation tarifaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement: 20 % à 30 % des consommateurs suffisent.

On s'attend à ce que 20 à 25 % des ménages belges disposent d'un compteur numérique d'ici 2025. Les ménages représentent un quart de la consommation. Les 75 % de consommateurs restants paieront également par quart d'heure et ils pourront soutenir la sécurité d'approvisionnement par le biais de la gestion de la demande ou de la production locale.

En réponse à la question de M. Ben Achour, l'orateur précise que le coût estimé pour les ménages et les entreprises par la CREG pour cette année est supérieur au coût afférent à l'année passée. Cette situation est principalement due au fait que l'on tablait l'année passée sur un budget de 350 millions d'euros, contre un budget compris entre 614 et 940 millions d'euros pour cette année.

b. *Scarcity pricing*

En réponse aux questions de M. De Maegd, M. Tirez explique que la CREG n'est pas la seule à vouloir instaurer un *scarcity pricing*. La Commission européenne y est également favorable. Elle a proposé de fixer dans ce dossier une date-butoir au 1^{er} janvier 2022. La CREG ne prétend pas que le *scarcity pricing* permettra de résoudre le problème de la sécurité d'approvisionnement en 2025. C'est en réalisant une nouvelle simulation de la sécurité d'approvisionnement que l'on pourra déterminer si c'est bien le cas – et dans quelle mesure. Lorsque certaines mesures sont instaurées pour améliorer le marché, il faut anticiper leur effet dans la simulation, ainsi qu'il ressort du Règlement européen (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité.

Een tweede vraag betrof de doorrekening via een tarief openbaredienstverplichting via Elia. Is dit de grote drijfkracht achter een kostenverlaging, doordat er controle is van de CREG? De heer Tirez verduidelijkt dat dit niet komt omdat de CREG gaat controleren, maar eerder door de keuze tussen een tarifaire basis per kW of kWh. Bij een berekening op basis van kW wordt de stroomafnemer afgerekend op zijn vermogenspiek, wat hem een prijsprikkel geeft om zijn afname te verminderen tijdens de piek.

Hoe kunnen consumenten hun kosten verminderen? Dit kan door lokale productie (of bijvoorbeeld een batterij) of door vraagbeheer (verminderen van het verbruik op piekmomenten). Niet alle consumenten hoeven overigens op de prijsprikkel te reageren opdat de bevoorradingszekerheid gegarandeerd wordt. 20 à 30 % van de verbruikers volstaat.

Er wordt verwacht dat 20 à 25 % van de Belgische gezinnen tegen 2025 een digitale meter zal hebben. De gezinnen staan in voor een kwart van het verbruik. Ook de 75 % andere verbruikers zullen per kwartier meebetalen en zullen via vraagbeheer of lokale productie de bevoorradingszekerheid kunnen ondersteunen.

Naar aanleiding van de vraag van de heer Ben Achour, verduidelijkt de spreker dat de kosten voor gezinnen en bedrijven door de CREG dit jaar hoger ingeschat worden dan vorig jaar, hoofdzakelijk omdat er vorig jaar met een budget van 350 miljoen euro werd gerekend en dit jaar met een budgettaire vork tussen 614 en 940 miljoen euro.

b. *Scarcity pricing*

Wat betreft de vragen van de heer De Maegd, legt de heer Tirez uit dat niet enkel de CREG graag *scarcity pricing* wil invoeren. Ook de Europese Commissie staat hierachter en heeft een deadline op 1 januari 2022 voorgesteld. De CREG beweert niet dat *scarcity pricing* het probleem van de bevoorradingszekerheid zal oplossen in 2025. Of dat zal gebeuren, en in welke mate, moet blijken uit een nieuwe simulatie van de bevoorradingszekerheid. Wanneer bepaalde maatregelen worden ingevoerd om de markt te verbeteren, moet daarop overigens geanticipeerd worden in de simulatie, zoals blijkt uit de Europese Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit.

Ce Règlement propose du reste une nouvelle méthode d'évaluation de la norme de fiabilité. Cette norme est actuellement fixée à trois heures par la loi belge du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité, qui prévoit toutefois que si une méthode européenne est instaurée, elle devra être utilisée. La méthode européenne a été proposée par les gestionnaires de réseau européens aux régulateurs nationaux et au régulateur européen (ACER). La décision est attendue début août 2020.

c. Le choix d'une obligation de service public

La CREG souscrit au point de vue d'Elia en ce qui concerne la proposition de résolution de M. De Maegd (DOC 55 1220/001). Une première étape importante consiste à choisir la manière dont les coûts sont perçus, cela peut se faire en optant pour un tarif par le biais d'une obligation de service public, afin de couvrir les coûts. Toutefois, la Commission européenne voudra sans doute également savoir si l'on opte pour une perception basée sur le volume (kWh) ou sur la puissance (kW).

d. Différentes simulations budgétaires

Ainsi qu'il ressort de la question de Mme Dierick, la CREG a effectivement réalisé des simulations très différentes en ce qui concerne le budget qui doit être réparti entre les divers types de consommateurs. Les montants de 614 et 940 millions d'euros sont basés sur les calculs de PwC, qui n'incluent pas de mécanisme de limitation des coûts. La CREG a intégré ce mécanisme dans l'une de ses propositions, qui aboutit à des montants de 11 et 107 millions d'euros. Il s'agit des coûts supplémentaires prévus en l'absence de CRM et des coûts liés à l'énergie délestée que l'instauration d'un CRM permettrait d'éviter.

La méthodologie utilisée pour simuler la sécurité d'approvisionnement n'a pas encore été approuvée. Une demande en ce sens a également été adressée par les gestionnaires du réseau aux régulateurs nationaux et au régulateur européen (ACER). La décision devrait, elle aussi, être prise en août 2020.

e. Analyse sur le plan du bien-être

Mme Dierick et M. Warmoes ont posé des questions concernant l'analyse sur le plan du bien-être. L'effet de bien-être (dépend du coût estimé du CRM. Si le coût est estimé à un niveau peu élevé, le CRM contribuera plus rapidement au bien-être.

Autre élément important: l'impact sur les prix, qui dépendent du type de capacité qui sera achetée lors des enchères.

In deze verordening staat ook een nieuwe methode om de betrouwbaarheidsnorm te berekenen. Nu is deze norm drie uur volgens de Belgische wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt. Als er echter een Europese methode ingevoerd wordt, moet die volgens deze Belgische wet gebruikt worden. De Europese methode is ingediend door de Europese netbeheerders bij de nationale regulatoren en bij de Europese regulator (ACER). Er wordt begin augustus 2020 een beslissing verwacht.

c. Keuze voor een openbardienstverplichting

De CREG sluit zich aan bij Elia wat betreft het voorstel van resolutie van de heer De Maegd (DOC 55 1220/001). Een belangrijke eerste stap is om een keuze te maken hoe de kosten worden geïnd: dat kan door een tarief via een openbardienstverplichting te kiezen om de kosten te dekken. Wellicht zal de Europese Commissie echter ook willen weten of de keuze gemaakt wordt voor een inning op basis van volume (kWh) of vermogen (kW).

d. Verschillende budgettaire simulaties

De CREG simuleerde inderdaad grote verschillen op het vlak van het budget dat moet verdeeld worden onder de verschillende types consumenten, zoals bleek uit de vraag van mevrouw Dierick. De bedragen van 614 en 940 miljoen euro zijn gebaseerd op berekeningen van PwC, waarin geen mechanisme van kostenbeperking is opgenomen. De CREG heeft een voorstel om wel met een dergelijk mechanisme te werken, wat resulteert in bedragen van 11 en 107 miljoen euro. Dit zijn de verwachte extra kosten zonder CRM en de kosten gelieerd aan afgeschakelde energie die door het invoeren van een CRM vermeden worden.

De methodologie om de bevoorradingszekerheid te simuleren is nog niet goedgekeurd. Ook dit is door de netbeheerders ingediend bij de nationale regulatoren en de Europese regulator (ACER). Een beslissing wordt eveneens verwacht in augustus 2020.

e. Welvaartsanalyse

Mevrouw Dierick en de heer Warmoes stelden vragen over de welvaartsanalyse. Het welvaartseffect is afhankelijk van de kostprijs van het CRM waarmee je rekent. Met een lage inschatting van de kostprijs zal het CRM sneller een welvaartsbijdrage leveren.

Een ander belangrijk element is de impact op de prijzen, die afhankelijk zijn van de uitkomst van het type capaciteit dat in de veiling zal aangekocht worden.

Troisième élément important: les hypothèses. Elia part du principe que les centrales au gaz ayant une puissance comprise entre 1,6 et 1,8 GW disparaîtront du marché en 2025, concomitamment avec la sortie du nucléaire. Si ces centrales restent ouvertes, cela réduira la contribution et donc l'effet de bien-être du CRM.

Si l'impact sur les prix de l'électricité est élevé, cela risque également d'être considéré comme induisant une distorsion du marché européen de l'électricité. Une forte baisse des prix de l'électricité aura en effet des conséquences sur d'autres pays, car la Belgique est étroitement liée aux autres marchés.

f. Réserve stratégique

Mme Dierick et M. Warmoes ont également demandé comment la réserve stratégique peut contribuer à la sécurité d'approvisionnement. L'Europe impose l'obligation d'étudier l'impact de cette réserve. Les 1,6 ou 1,8 GW produits par les centrales au gaz existantes qui, d'après Elia, quitteront le marché en 2025, pourraient être maintenus dans le système au moyen d'une réserve stratégique, ce qui permettrait d'éviter les délestages. On peut simuler en utilisant la réserve stratégique l'impact sur le nombre d'heures de LoLE. La CREG a calculé sur la base de données supplémentaires communiquées par Elia que l'impact sur le LoLE est significatif.

Il s'agit d'un système temporaire qui offre la possibilité de s'arrêter et de redémarrer. Au cours des deux hivers derniers, la réserve stratégique n'a pas occasionné de frais supplémentaires en Belgique, parce qu'il n'y avait pas de problème de sécurité d'approvisionnement.

g. Escompte

En réponse à la question de M. Warmoes à propos des 345 millions d'euros actualisés à 8,5 %, M. Tirez indique que l'on peut considérer ce montant comme des coûts qui diminueront à l'avenir d'environ 8,5 % annuellement. Ces coûts figurent bien évidemment sur la facture en termes nominaux. Pour les coûts très lointains, la valeur temps de l'argent a effectivement une influence. Pour les premières années, ce n'est toutefois pas le cas. C'est la raison pour laquelle ce taux d'escompte élevé soulève des questions.

h. Augmentation du nombre d'heures de LoLE

M. Warmoes s'est interrogé sur les raisons pour lesquelles le nombre d'heures de LoLE repart à la hausse en 2028 et en 2030 dans les calculs de la CREG. Ces calculs sont basés sur les simulations d'Elia, qui postulent par exemple que la capacité de gaz actuelle reviendra

Een derde belangrijk element zijn de assumpties. Elia ervan uit dat gascentrales met een vermogen tussen 1,6 en 1,8 GW in 2025 de markt zullen verlaten, gelijktijdig met de kernuitstap. Als deze gascentrales alsnog open blijven, vermindert dit de bijdrage en dientengevolge het welvaartseffect van het CRM.

Als de impact op de elektriciteitsprijzen hoog zou zijn, kan dit ook beschouwd worden als een verstoring van de Europese elektriciteitsmarkt. Een sterke daling van de elektriciteitsprijzen zal immers gevolgen hebben op andere landen omwille van de sterke koppeling van België met andere markten.

f. Strategische reserve

Mevrouw Dierick en de heer Warmoes vroegen daarnaast hoe de strategische reserve tot de bevoorradingszekerheid kan bijdragen. Europa legt de verplichting op om de impact daarvan te bestuderen. De 1,6 of 1,8 GW aan bestaande gascentrales die volgens Elia in 2025 de markt verlaten, kunnen middels een strategische reserve in het systeem blijven en vermijden dat er afgeschakeld moet worden. Met de strategische reserve kan gesimuleerd worden wat de impact zou zijn op het aantal uren LoLE. De CREG berekende op basis van bijkomende gegevens van Elia dat de impact op de LoLE significant is.

Het is een tijdelijk systeem, met de mogelijkheid om te stoppen en te starten. De voorbije twee winters kostte de strategische reserve in België niets extra omdat er geen probleem was met de bevoorradingszekerheid.

g. Discontering

Wat betreft de vraag van de heer Warmoes over de 345 miljoen euro die verdisconteerd wordt aan 8,5 %, stelt de heer Tirez dat dit beschouwd kan worden als kosten die in de toekomst jaar na jaar met ongeveer 8,5 % verminderd worden. Deze kosten komen natuurlijk wel in nominale termen op de factuur. Bij kosten die ver in de toekomst liggen, speelt de tijdswaarde van geld inderdaad een rol. Voor de eerste jaren is dat echter niet het geval, daarom stelt de spreker zich vragen bij deze hoge discontovoet.

h. Stijging aantal uren LoLE

De heer Warmoes vroeg zich af waarom het aantal uren LoLE in 2028 en 2030 opnieuw stijgt in de berekeningen van de CREG. Dit is gebaseerd op de simulaties van Elia, waarin bijvoorbeeld de bestaande gascapaciteit in 2030 opnieuw op de markt komt. Daardoor is het effect

sur le marché en 2030. Dès lors, l'effet de la réserve stratégique diminuera car elle ne pourra alors maintenir que très peu de capacité sur le marché.

i. VoLL

En réponse à la question de M. Warmoes concernant la VoLL, l'orateur indique qu'il faut, en réalité, examiner la VoLA. Lors des calculs, il faut tenir compte d'un éventuel avertissement qui serait adressé aux consommateurs pour les informer du risque menaçant la sécurité d'approvisionnement, par exemple à partir du lendemain. Les coûts relatifs au délestage seront moins élevés si on peut s'y préparer la veille.

Il existe deux estimations pour la VoLL et la VoLA. La première a été réalisée par le Bureau du plan. Elle ne tient compte d'aucun avertissement et prévoit un coût de 2 300 euros par MWh pour les ménages. En revanche, l'étude CEPA commandée par l'ACER tient compte d'une mise en garde et prévoit un coût de 5 300 euros par MWh. Ce résultat semble contre-intuitif. Cette dernière étude aboutit toutefois à un montant plus élevé parce que le Bureau du plan se fonde sur le principe que les consommateurs consentent à payer, comme le prescrit la directive (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, tandis que l'étude CEPA repose sur le principe *willingness to accept*, dont tout le monde sait qu'il aboutit à des estimations plus élevées. La CREG a appliqué ces deux méthodes pour effectuer ses calculs. Toutes deux aboutiraient à des résultats moins élevés si les calculs étaient effectués conformément au Règlement européen.

Le mode de fixation de la VoLL doit être proposé par les gestionnaires de réseau. Les régulateurs nationaux prendront une décision à ce sujet au début du mois d'août 2020.

j. Remarques finales

Enfin, en réponse à la question du président sur la proposition de résolution de M. De Maegd, M. Tirez souligne qu'il faut effectivement faire un choix supplémentaire entre la puissance (kW) et la production (kWh), sur lequel la Commission européenne devra finalement se prononcer.

L'orateur conclut par ailleurs que la CREG est disposée à discuter plus avant du mécanisme de réduction des coûts et, si nécessaire, à faire une nouvelle proposition.

M. Laurent Jacquet (CREG) répond ensuite à une question relative aux tarifs et au contrôle des coûts du CRM par la CREG. Ce contrôle débouchera-t-il sur

van de strategische reserve minder groot omdat deze dan nog weinig capaciteit in de markt kan houden.

i. VoLL

Naar aanleiding van de vraag van de heer Warmoes met betrekking tot VoLL, licht de spreker toe dat eigenlijk de VoLA moet bekeken worden. In de berekeningen moet rekening gehouden worden met een mogelijke waarschuwing aan de consumenten dat de bevoorradingszekerheid in het gedrang zal komen, bijvoorbeeld de volgende dag. De kosten van de afschakeling zijn lager als men er zich een dag op voorhand kan voorbereiden.

Er zijn twee schattingen voor de VoLL en VoLA. De eerste is berekend door het Planbureau, die geen waarschuwing meeneemt en tot een kost van 2 300 euro per MWh voor de gezinnen komt. De studie van CEPA die door ACER werd besteld, houdt wel rekening met een waarschuwing en komt op 5 300 euro per MWh. Dit lijkt contra-intuïtief. Deze laatste studie komt echter hoger uit omdat het Planbureau de *willingness to pay*-berekening gebruikt, zoals de Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit voorschrijft. De studie van CEPA maakt gebruik van de *willingness to accept*, waarvan bekend is dat ze tot hogere inschattingen leidt. De CREG heeft beide angewend voor zijn berekeningen. Ze zouden allebei op een lagere waarde uitkomen als ze zouden berekend worden zoals bepaald door de Europese verordening.

De manier om de VoLL vast te stellen moet door de netbeheerders voorgesteld worden. De nationale regulatoren nemen hierover begin augustus 2020 een beslissing.

j. Slotbemerkingen

Tot slot wijst de heer Tirez erop, ingaand op de vraag van de voorzitter over het voorstel van resolutie van de heer De Maegd, dat er inderdaad een bijkomende keuze tussen vermogen (kW) en productie (kWh) gemaakt moet worden, waarover de Europese Commissie uiteindelijk een oordeel moet vellen.

De spreker besluit daarnaast dat de CREG ervoor openstaat om het mechanisme van kostenbeperking verder te bespreken en om indien nodig een nieuw voorstel te doen.

De heer Laurent Jacquet (CREG) gaat vervolgens in op een vraag in verband met de tarieven en de controle van de kosten van het CRM door de CREG. Zal deze

une réduction des coûts? Actuellement, cela ne peut être garanti, mais la CREG peut veiller à ce que les coûts soient raisonnables et justifiés. C'est son activité principale en tant que régulateur, comme c'est le cas, par exemple, pour la fixation des tarifs et l'approbation des coûts des gestionnaires de réseau tels qu'Elia et Fluxys. La CREG exerce également une fonction de contrôle dans le cadre de la réserve stratégique et de la contribution de répartition nucléaire et conseille le ministre à ce sujet.

S'agissant de l'obligation de service public par le biais d'Elia, la CREG a le pouvoir de fixer les tarifs. Toutefois, la CREG n'est pas compétente pour les surcoûts, fixés par exemple par les régions dans le cadre des certificats verts, même si le prélèvement de ces surcoûts se fait par l'intermédiaire d'un gestionnaire de réseau tel qu'Elia. Dans ce cas, la CREG n'est compétente que pour les frais administratifs éventuellement répercutés par le gestionnaire de réseau.

En ce qui concerne l'option de financement par une contribution du fournisseur, qui est également sur la table, l'orateur renvoie à une étude réalisée par la CREG en 2015. Elle contenait un certain nombre de constatations concernant le financement des certificats verts régionaux ou des certificats de cogénération (en Flandre) par les fournisseurs, qui les répercutent sur leurs clients. Il s'est avéré qu'il y avait une grande variation dans les montants répercutés, qui peuvent aller du simple au double. Cela n'est pas assez transparent et ne garantit pas la maîtrise des coûts prévue par l'obligation de service public.

Enfin, la proposition de résolution de M. De Maegd (DOC 55 1220/001) est une bonne option. Elle prévoit un contrôle par le biais de la CREG et sa mise en œuvre sera facile, même si nous ne savons pas encore si les coûts sont facturés sur la base de la capacité (MW) ou de la production (MWh) (ce qui a trait à la question de la dégressivité). Le mérite de la proposition de résolution est d'adopter une position claire sur les trois scénarios. La Commission européenne attend une telle position pour lancer son analyse du CRM belge.

Pour les questions sur les coûts, *Mme Katrien Selderslaghs (DG Énergie)* renvoie à l'analyse de PwC et aborde ensuite les autres remarques des membres.

a. Plan de mise en œuvre

Mme Selderslaghs aborde tout d'abord les questions du CD&V concernant l'adaptation du plan de mise en œuvre. Le Règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité accorde aux États

contrôle leiden tot een kostenreductie? Momenteel kan dit niet gegarandeerd worden, maar de CREG kan wel toezien op redelijke en gerechtvaardigde kosten. Dit is zijn corebusiness als regulator, zoals ook gebeurt in het kader van de vastlegging van de tarieven en de goedkeuring van de kosten van netbeheerders als Elia en Fluxys. Ook voor de strategische reserve en in het kader van de nucleaire repartitiebijdrage ziet de CREG hierop toe en geeft hierover advies aan de minister.

Wat betreft de openbardienstverplichting via Elia, heeft de CREG de bevoegdheid om de tarieven vast te leggen. De CREG is echter niet bevoegd voor bijkomende meerkosten, vastgesteld door bijvoorbeeld de gewesten in het kader van groenestroomcertificaten, zelfs al verloopt de heffing van deze meerkost via een netbeheerder zoals Elia. In zo'n geval is de CREG slechts bevoegd voor eventuele administratieve kosten die de netbeheerder hiervoor doorrekent.

Inzake de financieringsoptie door een bijdrage van de leverancier, die ook op tafel ligt, herinnert de spreker aan een studie van de CREG uit 2015. Daarin werden vaststellingen gedaan inzake de financiering van regionale groenestroomcertificaten of certificaten voor warmtekrachtkoppeling (in Vlaanderen) door de leveranciers, die dit aan hun klanten doorrekenen. Er bleek een grote variatie in de omvang van deze doorrekening: deze kan tot twee keer zo veel bedragen. Dit is niet transparant genoeg en garandeert geen kostenbeheersing zoals bepaald in de openbardienstverplichting.

Het voorstel van resolutie (DOC 55 1220/001) van de heer De Maegd ten slotte is een goede optie. Het betekent controle via de CREG en gemakkelijke implementatie, zelfs als we nog niet weten of de kosten op basis van vermogen (MW) of productie (MWh) worden aangerekend (wat te maken heeft met de kwestie van de degressiviteit). De verdienste van het voorstel van resolutie is een duidelijk standpunt met betrekking tot de drie scenario's. De Europese Commissie wacht op een dergelijk standpunt om zijn onderzoek naar het Belgisch CRM te lanceren.

Mevrouw Katrien Selderslaghs (AD Energie) verwijst voor de vragen over de kosten naar de analyse van PwC en behandelt vervolgens de overige opmerkingen van de leden.

a. Implementatieplan

Mevrouw Selderslaghs gaat om te beginnen in op de vragen van CD&V met betrekking tot de aanpassing van het implementatieplan. De Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt

membres un délai de quatre mois pour l'adapter. L'avis de la DG Énergie de la Commission européenne vient d'être reçu. Une première proposition d'ajustement a été soumise par la DG Énergie du SPF Économie au Comité de suivi (CREG et Elia).

La DG Énergie propose de tenir pleinement compte de l'avis de la DG Énergie de la Commission européenne, qui demande une évaluation de l'opportunité d'introduire un système de *scarcity pricing* en fonction de certaines caractéristiques. La DG Énergie considère en effet qu'il est opportun de faire cette analyse. Cependant, la DG Énergie de la Commission européenne ne demande pas qu'un tel système soit à tout prix mis en place. Elia avance des arguments intéressants visant à attendre l'étude en cours avant de s'engager à inclure le *scarcity pricing* dans le plan de mise en œuvre.

Un plan de mise en œuvre adapté peut être soumis à la DG Énergie de la Commission européenne au plus tard dans quatre mois.

Le Règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit l'obligation d'établir un rapport annuel. Ces sujets seront donc suivis de près.

b. Prolongation de la réserve stratégique au-delà de 2021

La période de 2021 à 2025 est actuellement en cours d'analyse. En attendant la conclusion de l'analyse, un système de réserve stratégique semble, à première vue, moins adapté pour répondre aux besoins jusqu'en 2025, vu leur importance. La réserve stratégique est moins adaptée pour attirer de nouvelles capacités et il y a peu de capacités disponibles en dehors du marché qui pourraient être reprises dans la réserve stratégique.

Les autres pistes sont limitées. Le Comité de suivi "CRM" étudie la possibilité d'un renforcement de la gestion de la demande. L'analyse n'est pas encore terminée et sera présentée lorsqu'on y verra plus clair.

c. Dossier de notification à la Commission européenne

L'intervenante se rallie aux propos de M. Locquet en ce qui concerne le dossier de notification. Il n'y a pas eu d'envois parallèles. L'ensemble du dossier a été envoyé avec l'approbation du ministre à la DG Concurrence. Ce dossier comprend, pour tous les sujets, non seulement le résultat final, mais aussi tous les documents préparatoires, y compris la proposition de la CREG relative

pour électricité prévoit in een periode van vier maanden voor de lidstaten om dit aan te passen. Het advies van DG Energie van de Europese Commissie werd net ontvangen. Een eerste voorstel tot aanpassing werd door AD Energie bezorgd aan het opvolgingscomité (CREG en Elia).

De AD Energie stelt voor om volledig rekening houden met het advies van DG Energie, dat vraagt om te evalueren of het opportuun is om een systeem van *scarcity pricing* volgens enkele kenmerken in te voeren. AD Energie vindt het inderdaad opportuun om deze analyse te maken. DG Energie vraagt echter niet dat dit sowieso wordt ingevoerd. Elia brengt interessante argumenten naar voor om de lopende studie af te wachten alvorens zich te verbinden tot het opnemen van *scarcity pricing* in het implementatieplan.

Ten laatste over vier maanden kan een aangepast implementatieplan aan DG Energie bezorgd worden.

De Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit bepaalt dat een jaarverslag moet gemaakt worden. Deze onderwerpen zullen bijgevolg nauwgezet opgevolgd worden.

b. Verlenging van de strategische reserve na 2021

De periode van 2021 tot 2025 wordt momenteel geanalyseerd. Vooruitlopend op de conclusie van de analyse, lijkt een systeem van strategische reserve op het eerste zicht minder geschikt om de noden in de periode tot 2025 op te vangen, gezien hun omvang. De strategische reserve is minder geschikt om nieuwe capaciteit aan te trekken en er is weinig bestaande capaciteit buiten de markt beschikbaar om in de strategische reserve opgenomen te worden.

Andere pistes zijn beperkt. Het opvolgingscomité "CRM" bekijkt of er aan bijkomende vraagsturing kan gedaan worden. De analyse is nog niet voltooid en zal toegelicht worden wanneer er meer duidelijkheid is.

c. Aanmeldingsdossier voor de Europese Commissie

De spreekster sluit zich aan bij de heer Locquet wat betreft het aanmeldingsdossier. Er zijn geen parallelle zendingen gebeurd. Het volledige dossier werd met goedkeuring van de minister naar DG Concurrentie verstuurd. Dit dossier bevat voor alle onderwerpen niet alleen het eindresultaat, maar ook alle voorbereidende documenten, inclusief het voorstel van de CREG met

à la méthodologie de calcul du volume. Le Règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité prévoit d'ailleurs que le régulateur formule une proposition. Il semblait dès lors opportun de montrer que le régulateur l'avait fait. Le document final est l'avant-projet d'arrêté royal tel qu'élaboré par la DG Énergie.¹⁰

d. Une réserve stratégique en tant que mécanisme pour attirer de nouvelles capacités

En réponse à la question de M. Warmoes visant à savoir pourquoi la réserve stratégique ne serait pas appropriée pour attirer de nouvelles capacités, Mme Selderslaghs souligne qu'on ne peut pas dire qu'aucune capacité ne peut être attirée de cette manière, car cela a déjà eu lieu dans le passé, mais il s'agissait d'un volume limité. Une réserve stratégique n'est pas appropriée pour attirer des nouvelles capacités importantes. En outre, la réserve stratégique opère en dehors du marché et elle ne peut donc pas générer de revenus du marché. Il en résulte que chaque investissement dans une nouvelle capacité ajoutée à la réserve stratégique peut exclusivement être couvert par la rémunération de la réserve stratégique. Il en résulte que le coût est particulièrement élevé, comme il s'est avéré dans le passé.

Par ailleurs, on maintient ainsi de nouvelles capacités importantes en dehors du fonctionnement habituel du marché, qui assure l'approvisionnement, et comme elle reste en dehors du marché, cette capacité n'a aucune effet positif sur l'offre en temps normaux ni sur le prix.

Enfin, la réserve stratégique est organisée sur une base annuelle. Si on constate un déficit, on dispose de vraiment peu de temps pour créer une nouvelle capacité pour la réserve stratégique, qui n'est d'ailleurs opérationnelle qu'en hiver.

e. Étude climatique

La DG Énergie a reçu cette étude le 7 mai 2020 et a ensuite demandé des précisions au sein du Comité de suivi, ce qui n'était pas possible jusqu'à présent. Avant cette audition, la DG Énergie n'avait donc pas encore pris connaissance des explications du professeur Thiery.

Mme Selderslaghs renvoie à des études qui indiquent d'autres effets du changement climatique sur le secteur de l'électricité. Avant de changer la méthodologie, l'oratrice propose qu'une analyse comparative des diverses

¹⁰ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Draft-Ontwerp-KB-deelname-Buitenlandse-capaciteit-aan-prekwalificatieprocedure-capaciteitsvergoedingsmechanisme.pdf>.

betrekking tot de berekeningsmethodologie van het volume. De Verordening (EU) 2019/943 van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit bepaalt overigens dat de regulator een voorstel formuleert. Het leek bijgevolg opportuun om ook aan te tonen dat de regulator dit gedaan heeft. Het uiteindelijke document is het voorontwerp van koninklijk besluit zoals uitgewerkt door AD Energie.¹⁰

d. Een strategische reserve als mechanisme om nieuwe capaciteit aan te trekken

Mevrouw Selderslaghs gaat in op vraag van de heer Warmoes waarom de strategische reserve niet geschikt zou zijn om nieuwe capaciteit aan te trekken. Het is niet zo dat geen enkele capaciteit op deze manier kan aangetrokken worden, want in het verleden is dit ook gebeurd, maar dat ging om een beperkt volume. Een strategische reserve is niet geschikt om omvangrijke nieuwe capaciteit aan te trekken. Daarenboven opereert de strategische reserve buiten de markt en kan ze dus geen inkomsten uit de markt genereren. Dit heeft tot gevolg dat elke investering in nieuwe capaciteit die toegevoegd wordt aan de strategische reserve uitsluitend gedekt kan worden door de vergoeding van de strategische reserve. Dat maakt het bijzonder duur, zoals in het verleden gebleken is.

Daarnaast houdt men zo belangrijke nieuwe capaciteit buiten de gewone marktwerking, die de bevoorrading verzekert, en heeft deze capaciteit door buiten de markt te blijven ook geen positief effect op het aanbod in normale tijden en op de prijs.

Tot slot wordt de strategische reserve op jaarbasis georganiseerd. Als men een tekort vaststelt, is er bijzonder weinig tijd om nieuwe capaciteit te bouwen voor de strategische reserve, die overigens ook nog eens enkel in de winter operationeel is.

e. Klimaatstudie

AD Energie heeft deze studie op 7 mei 2020 ontvangen en heeft vervolgens verduidelijking gevraagd in het Opvolgingscomité, wat tot nu toe niet mogelijk was. Voor deze hoorzitting had AD Energie dus nog geen kennis genomen van de toelichting door Prof. Thiery.

Mevrouw Selderslaghs wijst op studies die andere effecten van de klimaatverandering op de elektriciteitssector vooropstellen. Vooraleer de methodologie te veranderen, stelt de spreekster voor dat een vergelijkende analyse van

¹⁰ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Draft-Ontwerp-KB-deelname-Buitenlandse-capaciteit-aan-prekwalificatieprocedure-capaciteitsvergoedingsmechanisme.pdf>.

études prenne place pour analyser les choses et comparer les différentes analyses scientifiques. En attendant, il semble plus prudent de poursuivre l'approche européenne, à savoir l'ensemble de données actuellement utilisé par Elia.

f. Points de vue divergents

Tout le monde déplore les divergences d'opinions et les chiffres différents. L'intervenante partage cette opinion. Tout comme M. Locquet, elle souligne la bonne coopération au sein du Comité de suivi. On y recherche des compromis de manière constructive. Sur les questions plus fondamentales, les points de vue sont cependant divergents. La DG Énergie opère en tant qu'administration responsable de la sécurité d'approvisionnement dans le cadre légal existant aux niveaux national et européen, sans perdre de vue les nouveaux développements. Sur cette base, la DG Énergie confirme qu'un CRM est nécessaire.

g. Calendrier pour le CRM

À la demande du groupe PS, Mme Selderslaghs explique brièvement le calendrier tel qu'il existe actuellement. Les résultats de la première enchère relative à la capacité devront être disponibles en octobre 2025. Cela signifie que la première enchère doit avoir lieu quatre ans avant. Ce délai, qui est également utilisé pour d'autres CRM, permet de faire participer la capacité ayant le délai de livraison le plus long. Pour une centrale au gaz, il faut par exemple quatre ans pour que la capacité soit disponible à la date visée. Afin que le CRM soit neutre au niveau technologique, il convient de tenir compte du plus long délai.

La première enchère doit dès lors avoir lieu en 2021, plus précisément avant le 31 octobre, compte tenu de la loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité. Cela signifie que, d'ici le 31 mars 2021, une décision est nécessaire concernant la capacité mise aux enchères et les paramètres (notamment le *strike price*). Pour les producteurs, les consommateurs d'électricité et les acteurs souhaitant participer au CRM, il importe de connaître ces paramètres suffisamment longtemps à l'avance pour pouvoir soumettre une offre. Il faut également tenir compte de la préqualification de tous les acteurs souhaitant participer à l'enchère.

La décision concernant le volume et les paramètres des enchères doit être examinée de manière approfondie sur la base d'un scénario qui doit être fixé pour l'été 2020.

de verschillende studies zou worden doorgevoerd om dit te analyseren en om de verschillende wetenschappelijke analyses met elkaar te vergelijken. In afwachting lijkt het voorzichtiger om de Europese aanpak te vervolgen, namelijk de dataset die Elia momenteel gebruikt.

f. Uiteenlopende standpunten

Elke partij betreurt de verschillende opinies en uiteenlopende cijfers. De spreekster deelt deze mening. Net zoals de heer Locquet wijst ze op de goede samenwerking in het Opvolgingscomité. Er wordt constructief naar compromissen gezocht. Over de meer fundamentele kwesties lopen de standpunten echter uiteen. De AD Energie opereert als administratie die verantwoordelijk is voor de bevoorradingszekerheid binnen het bestaande wettelijke kader op nationaal en Europees niveau, zonder nieuwe ontwikkelingen uit het oog te verliezen. Op basis daarvan bevestigt AD Energie dat er nood is aan een CRM.

g. Tijds kader voor het CRM

Mevrouw Selderslaghs geeft op vraag van de PS-fractie een beknopte toelichting bij de planning tot nu toe. De resultaten van de eerste veiling met betrekking tot capaciteit moeten in oktober 2025 beschikbaar zijn. Dit wil zeggen dat de eerste veiling vier jaar voordien moet plaatsvinden. Deze termijn, die ook voor andere CRM's gebruikt wordt, laat toe om de capaciteit met de langste opleveringstermijn te laten deelnemen. Voor een gascentrale is bijvoorbeeld vier jaar nodig om op de beoogde datum beschikbaar te zijn. Opdat het CRM technologie-neutraal zou zijn, moet rekening gehouden worden met de langste termijn.

De eerste veiling moet bijgevolg voor 2021 plaatsvinden, en meer bepaald voor 31 oktober, rekening houdend met de wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen. Dit betekent dat tegen 31 maart 2021 een beslissing nodig is over de capaciteit die geveld wordt en over de parameters (onder andere de *strike price*). Voor de producenten, de stroomverbruikers en de actoren die willen deelnemen aan het CRM is het belangrijk om deze parameters lang genoeg op voorhand te kennen om een bieding te kunnen uitbrengen. Er moet ook rekening gehouden worden met de prekwificatie van alle actoren die aan de veiling willen deelnemen.

De beslissing over veilingvolume en -parameters moet grondig bestudeerd zijn op basis van een scenario dat tegen de zomer van 2020 moet bepaald worden.

Il a également été demandé quel est le délai d'examen de la question du financement par la commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat. Cette préparation doit avoir lieu actuellement, parallèlement à l'examen du dossier par la DG Concurrence. Celle-ci prend une décision dans les deux mois qui suivent la réception d'un dossier complet. À présent, elle attend encore une décision de la Belgique concernant le financement du CRM. Si la Commission européenne constate toutefois que le CRM suscite encore trop de discussions, elle peut ouvrir une *inept investigation*, laquelle dure en moyenne un an. L'oratrice insiste ainsi sur l'urgence de compléter le dossier afin que la DG Concurrence puisse commencer à l'examiner.

La DG Énergie a entretenu des contacts étroits avec la DG Concurrence au cours de la préparation du CRM. De cette manière, il avait déjà été répondu à nombre de questions concernant les décisions et les méthodologies.

Le CRN fait toutefois encore l'objet de débats en Belgique, ce qui accroît le risque qu'une *in-depth investigation* soit enclenchée par la Commission.

Mme Sigrid Jourdain (DG Énergie) ajoute à cet égard que la DG Énergie a déjà clairement indiqué lors de l'audition du 6 mai 2020 qu'elle ne s'exprimerait pas au sujet du financement. Compte tenu de notre expérience de la réserve stratégique, l'option d'une obligation de service public via Elia peut toutefois être soutenue. Par contre, il manquerait la répercussion du financement, ce qu'il faudrait compléter et ce qui est également stipulé dans l'arrêté royal concernant le financement.

Le Prof. Dr. Wim Thiery, VUB, répond encore comme suit aux questions des membres.

Répondant à la question de Mme Van der Straeten concernant l'output des modèles d'Elia utilisé dans l'étude de la VUB, l'orateur précise que les chercheurs de la VUB n'ont eu accès ni au code source, ou au modèle d'Elia, ni à l'*input-data*, fût-il de nature météorologique ou autre. L'unique donnée dont ils disposaient était l'*output* du modèle Elia: le nombre d'heures de LoLE par jour pour les jours civils de 1920-2018.

Les chercheurs ont dû appliquer aux causes météorologiques à l'origine de ce LoLE la méthode de la rétro-ingénierie (*reversed engineering*), laquelle consiste à tenter de comprendre *ex ante* quelles conditions météorologiques conduisent à un LoLE substantiel. Il a ainsi été constaté qu'il s'agit de jours extrêmement froids. Ces constatations correspondent à ce que les représentants d'Elia ont indiqué à cet égard. Les jours au cours desquels des valeurs LoLE très élevées sont

Er werd ook gevraagd naar de behandelingstermijn van het financieringsvraagstuk door de commissie Energie, Leefmilieu en Klimaat. Deze voorbereiding moet nu gebeuren, parallel met de behandeling van het dossier door DG Concurrentie. Deze laatste nemen een beslissing binnen de twee maanden na ontvangst van een volledig dossier. Momenteel wachten ze nog op een beslissing van België over de financiering van het CRM. Als de Europese Commissie echter nog te veel discussie over het CRM vaststelt, kan ze een *inept investigation* openen, wat gemiddeld één jaar duurt. De spreekster benadrukt hiermee de urgentie om het dossier te vervolledigen, opdat DG Concurrentie het dossier kan beginnen te behandelen.

Tijdens de voorbereiding van het CRM onderhield AD Energie nauwe contacten met DG Concurrentie. Zo werden al vele vragen over besluiten en methodologieën beantwoord. De spreekster heeft dus goede hoop dat dit kan vooruitgaan.

Het CRM is in België echter nog voorwerp van debat, wat de kans vergroot dat er een *in-depth investigation* wordt opgestart door de Commissie.

Mevrouw Sigrid Jourdain (AD Energie) voegt hieraan toe dat AD Energie op de hoorzitting van 6 mei 2020 al duidelijk maakte zich niet uit te spreken over de financiering. Gezien de ervaring met de strategische reserve, kan echter wel de optie van een openbaardienstverplichting via Elia ondersteund worden. Daar staat tegenover dat de repercussie van de financiering zou ontbreken, wat vervolledigd zou moeten worden en wat ook is aangegeven in het koninklijk besluit inzake financiering.

Prof. Dr. Wim Thiery, VUB, antwoordt nog als volgt op de vragen van de leden.

Op de vraag van mevrouw Van der Straeten met betrekking tot de in de VUB-studie gebruikte output van de Elia-modellen, verduidelijkt de spreker dat de VUB-onderzoekers geen toegang hadden tot de broncode of het model van Elia, noch tot de *input-data*, zij het van meteorologische of andere aard. De enige data waarover zij beschikten was de *output* van het Eliamodel: het aantal uren LoLE per dag voor kalenderdagen van 1920-2018.

Op de meteorologische oorzaken die ten grondslag liggen van deze LoLE, hebben de onderzoekers de methode van "*reversed engineering*" moeten toepassen, met name *ex ante* proberen te begrijpen welke meteorologische condities leiden tot substantiële LoLE. Zo werd vastgesteld dat het gaat om extreem koude dagen. Deze bevindingen komen overeen met wat in dat verband door de vertegenwoordigers van Elia werd verklaard. De dagen met zeer hoge LoLE-waarden

enregistrées sont extrêmement froids. À la suite de ces limitations pratiques, les chercheurs ne peuvent que formuler des suggestions afin de refaire tourner des simulations et ils ne peuvent pas élaborer eux-mêmes de nouvelles estimations du LoLE.

À la question de savoir si la réalisation ou non de l'Accord de Paris pourrait avoir un impact sur l'étude de la VUB, l'orateur répond tout d'abord que les constatations sont basées sur des observations, qui par définition se rapportent au passé. Par conséquent, les résultats du rapport de la VUB sont valables indépendamment du fait qu'une certaine quantité de CO₂ est émise ou non. Pour autant, l'orateur considère que le fait de respecter ou non l'Accord de Paris n'aura guère voire pas d'impact sur ce dossier spécifique. En effet, plusieurs décennies se seront à nouveau écoulées avant que la diminution des gaz à effet de serre se traduise par des changements climatiques. Une diminution des gaz à effet de serre ne se fera sentir que par un ralentissement du réchauffement au cours des prochaines décennies. Au cours de la décennie actuelle, le climat se réchauffera de toute façon et la probabilité de journées extrêmement froides continuera quoi qu'il en soit à diminuer, comme on l'a d'ores et déjà observé.

M. Thiery souhaite formuler l'observation suivante à cet égard: l'Accord de Paris stipule que l'objectif sera de limiter le réchauffement de la Terre à 1,5° Celsius. Depuis, les scientifiques ont calculé que cela signifie en pratique une réduction de moitié des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici 2030. Des émissions de gaz à effet de serre réduites de moitié au niveau mondial au cours des dix prochaines années et réduites à zéro au cours des trente prochaines années. Après 2050, il faudra même parvenir à des émissions négatives. Ces prémisses sont scientifiquement établies si l'on veut avoir une chance d'atteindre les objectifs de l'Accord de Paris.

M. Thiery souligne en outre que, selon les estimations scientifiques, la crise du coronavirus entraînera une réduction mondiale des émissions de CO₂ d'environ 7 %, dans un scénario optimiste. Dans un scénario pessimiste, la baisse pourrait être d'environ 4 %. Pour avoir une chance de limiter le réchauffement de la Terre à 1,5° Celsius, les émissions mondiales de CO₂ doivent être réduites de 8 % par an dès à présent.

Quant à la question de savoir s'il est difficile d'inclure dans les calculs la sensibilité supplémentaire de la période météorologique concernée, M. Thiery répond que cette question devrait plutôt être posée à Elia. C'est sans doute techniquement possible.

worden gedreven worden door extreem koude dagen. Als gevolg van deze praktische beperkingen, kunnen de onderzoekers enkel suggesties formuleren om simulaties opnieuw te draaien en kunnen zij niet zelf nieuwe LoLE-schattingen opstellen.

Op de vraag of het al of niet verwezenlijken van het Akkoord van Parijs een effect kunnen hebben op de VUB-studie, antwoordt de spreker in de eerste plaats dat de bevindingen gebaseerd zijn op waarnemingen, waardoor het per definitie gaat over het verleden. Als gevolg hiervan zijn de resultaten van het VUB-rapport geldig, onafhankelijk van het al of niet uitstoten van een bepaalde hoeveelheid CO₂. Toch is de spreker van oordeel dat het al of niet volgen van het Akkoord van Parijs weinig of geen gevolgen zal hebben op dit specifieke dossier. Immers, op het ogenblik dat de daling van de broeikasgassen zich zal laten vertalen in veranderingen van het klimaat, zullen er immers opnieuw enkele decennia verstreken zijn. Een daling in broeikasgassen is pas voelbaar in een minder snel galopperende opwarming in de komende decennia. In het huidige decennium zal het klimaat hoe dan ook opwarmen en de kans op extreem koude dagen zal hoe dan ook verder afnemen, zoals nu reeds werd waargenomen.

De heer Thiery wenst in dit verband volgende kanttekening te maken: in het Akkoord van Parijs is ingeschreven dat er zal worden gestreefd tot het beperken van de opwarming van de Aarde met 1,5° Celsius. Wetenschappers hebben ondertussen berekend dat dit in de praktijk betekent dat de wereldwijde uitstoot van broeikasgassen tegen 2030 moet worden gehalveerd. Wereldwijde halvering in de komende tien jaar en in de komende dertig jaar moet een zero netto uitstoot van broeikasgassen worden bereikt. Na 2050 zal men zelfs tot een negatieve uitstoot moeten komen. Deze premissen liggen wetenschappelijk vast wil men een kans maken om de doelstellingen van het Akkoord van Parijs te bereiken.

Voorts wijst de heer Thiery erop dat de coronavirus-crisis volgens wetenschappelijke schattingen in een optimistisch scenario, er een wereldwijde daling van CO₂-uitstoot zal zijn van ongeveer 4 %. In een pessimistisch scenario, zou de daling ongeveer 7 % kunnen bedragen. Indien men een kans wil maken om de globale opwarming van de Aarde tot 1,5° Celsius te beperken, moet men vanaf nu wereldwijd de CO₂-uitstoot jaarlijks met 8 % doen dalen.

Op de vraag of het moeilijk is om de extra sensitiviteit van de betreffende meteorologische periode mee te nemen in de berekeningen, antwoordt de heer Thiery dat dit veeleer een vraag is voor Elia. Wellicht is het vanuit technisch oogpunt mogelijk.

Si l'on tient malgré tout à prendre en compte les données d'une période plus étendue, l'équipe de recherche a également formulé une deuxième suggestion: en plus des études de sensibilité, il existe des méthodes statistiques qui permettent d'extraire une tendance des données météorologiques. L'ensemble de la période peut ainsi être utilisée pour le calcul.

Bien que l'opération nécessite des efforts supplémentaires, elle n'est pas irréalisable sur le plan technique. L'orateur renvoie de surcroît à l'expertise du *Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut*, qui fait autorité à l'échelle mondiale dans ce domaine.

À la remarque selon laquelle les chercheurs se seraient livrés à du *cherry picking* en choisissant d'exclure des calculs certaines vagues de froid des années 1980, M. Thiery répond que la suggestion relative à l'étude de sensibilité visait précisément à éviter cette pratique. Chaque prise en considération d'une période météorologique implique par définition que l'on choisit d'inclure un certain créneau dans un modèle. Le choix actuel est de 34 ans, ce qui semble également inhabituel en soi. M. Thiery estime que la meilleure méthode pour réaliser une étude de sensibilité sur toute une série de périodes est d'alimenter le modèle en données et de vérifier si les résultats du LoLE sont sensibles à ces choix. Lors de cette audition, l'orateur n'a entendu aucun argument scientifique justifiant de ne pas procéder de cette manière.

M. Thiery ajoute qu'il est toujours prêt à fournir des explications supplémentaires aux membres du Comité de suivi du CRM. L'orateur espère que son message a été clairement reçu: il y a une tendance très forte à la diminution des vagues de froid en Belgique et il ne peut imaginer aucun phénomène physique qui puisse orienter le système dans une autre direction dans les années à venir. Il n'existe aucun signe, ni dans les observations, ni dans les modèles climatiques, qui pourrait conduire à une conclusion différente.

L'orateur répond ensuite comme suit à M. Michel De Maegd (MR): M. De Maegd affirme qu'en raison du changement climatique, la température peut aussi bien augmenter que diminuer en ce qui concerne les extrêmes de froid. M. Thiery souligne que ce n'est certainement pas le cas pour l'Europe: dans le cas des froids extrêmes, la probabilité que cela se produise affiche un recul très net.

Enfin, l'intervenant partage encore l'extrait suivant du rapport du GIEC du 3 juin 2020/14:

"Based on previous IPCC reports, as well as recent literature(...), there is high confidence (very likely) that

Indien men toch liever rekening houdt met de gegevens van een langere periode, heeft het onderzoeksteam ook een tweede suggestie geformuleerd: naast het maken van de gevoeligheidsstudies, bestaan er ook statistische methodes om de trend weg te filteren uit de meteorologische inputdata. Zo kan de hele periode voor de berekening worden gebruikt.

Hoewel dit extra inspanningen vraagt, is het technisch niet onmogelijk. Bovendien verwijst de spreker nog naar de expertise die voorhanden is bij het KNMI, een wereldautoriteit op dit gebied.

Op de opmerking als zouden de onderzoekers aan "*cherry picking*" hebben gedaan door bepaalde koudegolven van de jaren 80 uit de berekeningen te weren, antwoordt de heer Thiery dat de suggestie over de gevoeligheidsstudie juist tot doel heeft om een dergelijke "*cherry picking*" te gaan vermijden. Elke weerhouden meteorologische periode houdt per definitie een keuze in om een bepaalde periode in een model op te nemen. De huidige keuze is 34 jaar, wat op zich ook een ongewone keuze lijkt. De heer Thiery is van oordeel dat de beste methode is om gevoeligheidsstudie te doen waarbij een hele reeks van periodes wordt gebruikt is input voor het model en na te kijken of de resultaten wat betreft LoLe gevoelig zijn aan deze keuzes. De spreker heeft tijdens deze hoorzitting geen wetenschappelijke argumenten gehoord om niet op deze wijze tewerk te gaan.

De heer Thiery verklaart vervolgens dat hij steeds bereid is om bijkomende uitleg te verschaffen aan de leden van het Opvolgingscomité CRM. Spreker drukt de hoop uit dat zijn boodschap duidelijk is overgekomen: er is voor België een zeer robuuste tendens naar minder koudegolven en de spreker kan zich geen enkel fenomeen fysisch voorstellen dat het systeem in de volgende jaren in een andere richting zou sturen. Er is geen enkel teken in de waarnemingen, noch in de klimaatmodellen dat tot een andere conclusie zou leiden.

Vervolgens antwoordt de spreker als volgt op de opmerking van de heer Michel De Maegd (MR): de heer De Maegd stelde dat ten gevolge van de klimaatwijzigingen, de temperatuur zowel zou kunnen toe- als afnemen voor wat de koude extremen betreft. De heer Thiery onderlijnt dat dit voor Europa althans zeker niet het geval is: in het geval van koude extremen is er voor Europa een zeer duidelijke afname van de kans hierop.

Tot slot deelt de spreker nog de volgende quote uit het recente IPCC-rapport van 3 juni 2020/14:

"Based on previous IPCC reports, as well as recent literature(...), there is high confidence (very likely) that

there has been an overall decrease in the number of cold days and nights (...) at the global scale on land.

There is also high confidence (likely) that consistent changes are detectable on the continental scale in North America, Europe and Australia.

There is high confidence that these observed changes in temperature extremes can be attributed to anthropogenic forcing (Bindoff et al., 2013a)."

La Belgique a également approuvé ce rapport de l'ONU sur le climat. Il contient un résumé de toute la littérature scientifique disponible. D'un point de vue scientifique, il existe un consensus sur la diminution du risque de jours de froid extrême.

Semer le doute sur les connaissances scientifiques relatives aux changements climatiques est une stratégie éprouvée pour discréditer la science du climat. Mais la diminution des extrêmes de froid est l'un des signes les plus forts du réchauffement climatique. Ce phénomène est indéniablement présent en Belgique et dans les pays voisins.

M. Hendrik Sebastian Sterl, VUB, complète ces propos et réagit lui aussi à l'observation de certains orateurs précédents selon laquelle il est toujours possible que des hivers très rigoureux se produisent à l'avenir, malgré l'impact du changement climatique.

Cette affirmation est correcte. En théorie, il est même possible qu'à l'avenir, nous connaissions des hivers encore plus rigoureux que tous les hivers inclus dans la série chronologique complète de 33 ans des simulations d'Elia. Le risque est très faible, mais ne peut être exclu *a priori*.

Cependant, la question pertinente est celle de savoir ce qui est important: un fait peut-il se produire, ou quelle est la probabilité que ce fait se produise? La question essentielle à laquelle il faut répondre est la suivante: quelle quantité de puissance installée sera-t-elle nécessaire pour répondre à la demande future d'électricité, compte tenu de certaines limites sur la quantité de LoLE qui peuvent se produire. En raison de ces limites importantes, ce n'est pas la question de savoir si des hivers rigoureux peuvent ou non se produire qui est pertinente, mais bien quelle est la probabilité que ces hivers rigoureux se produisent. Avec la même quantité de puissance installée, il sera plus facile de répondre aux critères si des hivers rigoureux causant des LoLE sévères ne se produisent qu'une fois tous les cent ans, que si ce phénomène se produit une fois tous les dix ans. Les différences précises entre ces scénarios sont

there has been an overall decrease in the number of cold days and nights (...) at the global scale on land.

There is also high confidence (likely) that consistent changes are detectable on the continental scale in North America, Europe and Australia.

There is high confidence that these observed changes in temperature extremes can be attributed to anthropogenic forcing (Bindoff et al., 2013a)."

België heeft dit VN-klimaatrapport ook goedgekeurd. Dit rapport bevat een samenvatting van alle wetenschappelijke literatuur voor handen. Vanuit wetenschappelijk oogpunt bestaat er een consensus over dat er een daling is in de kans op extreem koude dagen.

Het zaaien van twijfel rond de wetenschappelijke kennis van klimaatverandering is een beproefde strategie om de klimaatwetenschap in diskrediet te brengen. Maar de afname van koude extremen is juist één van de meest robuuste tekenen van de klimaatopwarming. Dit fenomeen is ontegensprekelijk aanwezig in België en de ons omringende landen.

De heer Hendrik Sebastian Sterl, VUB, vult nog aan als volgt. Op de opmerking van sommige eerdere sprekers dat het in de toekomst nog mogelijk is dat er ook in de toekomst, ondanks het effect van klimaatverandering, nog steeds hele strenge winters zouden kunnen voorkomen.

Deze stelling is juist, het is in theorie zelfs mogelijk dat er in de toekomst nog winters zullen voorkomen die nog strenger zijn dan alle winters die in de gehele tijdreeks van 33 jaar van de simulaties van Elia zijn meegenomen. De kans is zeer klein, maar kan niet *a priori* worden uitgesloten.

Maat dé relevante vraag is wat belangrijk is: de vraag of iets kan gebeuren ja of neen, of de vraag wat de waarschijnlijkheid dat dit feit zich zal voordoen. Dé vraag die moet worden beantwoord is welke hoeveelheid opgesteld vermogen er zal nodig zijn om in de toekomst te voldoen aan de vraag naar elektriciteit, gegeven bepaalde limieten aan de hoeveelheid LoLE die zich mag voordoen. Omwille van deze belangrijke limieten is net de vraag relevant of strenge winters al dan niet kunnen voorkomen, maar hoe waarschijnlijk het is dat deze strenge winters zouden voorkomen. Met dezelfde hoeveelheid opgesteld vermogen, zal het gemakkelijker zijn om aan de criteria te voldoen wanneer strenge LoLE veroorzakende strenge winters slechts eenmaal om de honderd jaar voorkomen, dan wanneer dit fenomeen zich eens in de tien jaar zou voorkomen. Wat precies de verschillen zijn tussen dergelijke scenario's, is moeilijk te

difficiles à expliquer, mais elles peuvent être clarifiées sur la base des analyses de sensibilité recommandées par les chercheurs.

L'orateur explique comme suit le critère de probabilité: est-il possible que ma maison soit détruite par une météorite? La réponse est oui. Vais-je dès lors, par mesure de précaution, investir dans des adaptations visant à protéger ma maison contre un tel événement? La réponse est non. En effet, cet événement est trop improbable pour justifier des investissements.

D. Réponses de la ministre de l'Énergie

Mme Marie-Christine Marghem, ministre de l'Énergie, rappelle que le dossier CRM a déjà parcouru un long chemin et qu'il révèle de plus en plus de détails, ce qui est important pour pouvoir prendre les décisions correctes dans l'intérêt général de toutes les personnes résidant en Belgique.

Cela fait des mois que le Comité de suivi "CRM" travaille sur ce dossier à la demande de la ministre. Il s'est toujours efforcé de trouver le plus grand dénominateur commun entre les positions de ses membres. La méthode de l'évaluation par les pairs a été abondamment utilisée à cette occasion.

Il est important de procéder de la sorte, afin de pouvoir soumettre un dossier aussi complet et cohérent que possible à la Commission européenne pour notification.

Malgré tous ces efforts et malgré la détermination des membres du Comité de suivi "CRM" à faire toute la clarté et à trouver des points de vue convergents, la ministre constate à regret que la CREG a choisi dans cette phase du processus d'adopter un point de vue distinct plutôt que de continuer à tenter de dégager une solution consensuelle. La ministre renvoie à cet égard à l'étude sur le changement climatique commandée par la CREG à la VUB. Elle déplore que la CREG ait pris cette décision sans en informer suffisamment les autres membres du Comité de suivi. Plutôt que de soumettre cette étude directement au Parlement pendant l'audition, la CREG aurait dû la présenter en premier lieu au sein du Comité de suivi, où elle aurait pu faire l'objet d'un débat. Cela aurait permis au Comité de suivi de l'examiner de façon approfondie en faisant notamment appel à la technique de l'évaluation par les pairs.

La ministre a pris connaissance de la position des experts climatiques: eu égard à l'Accord de Paris concernant le trajet de réduction des émissions de gaz à effet

verklaren, maar kan worden verduidelijkt op basis van de sensitiviteitsanalyses die de onderzoekers aanbevelen.

Het criterium van de waarschijnlijkheid legt de spreker als volgt uit: is het mogelijk dat mijn huis wordt vernietigd door een meteorietaanslag? Ja, die mogelijkheid bestaat. Zal ik daarom uit voorzorg investeren in bepaalde aanpassingen van mijn huis om het tegen dergelijk event te beschermen? Neen. Het lijkt immers té onwaarschijnlijk om investeringen te verantwoorden.

D. Antwoorden van de minister van Energie

Mevrouw Marie-Christine Marghem, minister van Energie, herinnert eraan dat het dossier CRM onder-tussen reeds een hele weg heeft afgelegd en dat het gaandeweg meer en meer details prijsgeeft. Dit is belangrijk om uiteindelijk de juiste beslissingen te kunnen nemen, en dit met oog voor het algemeen belang van eenieder in België.

Sinds maanden werkt het Opvolgingscomité CRM in haar opdracht aan dit dossier. Er is steeds gezocht naar een zo groot mogelijke gemene deler in de standpunten van de leden van het Opvolgingscomité. De methode van de *peer review* werd hierbij veelvuldig gebruikt.

Dit is belangrijk om een zo volledig en coherent mogelijk dossier ter aanmelding voor te leggen aan de Europese Commissie.

Ondanks al deze inspanningen en de vaste wil van de leden van het Opvolgingscomité CRM om volledige klaarheid te scheppen en te zoeken naar convergerende standpunten, betreurt de minister het ten eerste dat de CREG in deze fase van het proces ervoor gekozen heeft een afzonderlijk standpunt in te nemen, eerder dan te blijven werken aan een consensuele oplossing. In dit verband verwijst de minister naar de door de CREG bestelde VUB-studie met betrekking tot de klimaatverandering. Dit eigengereid optreden, zonder dat de andere leden van het Opvolgingscomité CRM hiervan voldoende op de hoogte waren, betreurt de minister zeer. Eerder dan met deze studie naar de hoorzitting in het Parlement te komen, is de minister van oordeel dat deze studie eerst in de schoot van het Opvolgingscomité CRM had moeten worden besproken. Op deze wijze had hierover een grondig onderzoek kunnen geschieden door het Opvolgingscomité, onder meer door een beroep te doen op *peer review*.

De minister heeft kennis genomen van de stelling van de klimaatexperten: rekening houdend met het Akkoord van Parijs in het kader van afgesproken traject over de

de serre, on aurait en tout état de cause besoin d'une capacité inférieure pour garantir l'approvisionnement énergétique. Les experts soutiennent par ailleurs que le projet belge de CRM ne respecterait pas actuellement la neutralité technologique que l'Europe impose à tous les mécanismes de rémunération de capacité. La ministre ne peut pas souscrire à cette thèse. Elle estime en outre que ces experts outrepassent leurs compétences en formulant un tel point de vue.

Il aurait été préférable d'organiser d'abord un débat à ce sujet au sein du Comité de suivi "CRM", puis d'élaborer une proposition cohérente, qui aurait ensuite été soumise au Parlement. Cela aurait permis aux parlementaires d'opérer un choix clair et sûr concernant le système de financement du CRM.

La ministre estime par ailleurs que l'opinion d'un seul membre du comité de direction de la CREG, qui se fonde sur une certaine réglementation européenne – qui n'est pas encore en vigueur à l'heure actuelle et doit encore être mise en œuvre et explicitée –, a compromis le processus décisionnel du Comité de suivi "CRM". La DG Énergie, qui est un observateur neutre dans ce débat, a pourtant insisté sur le fait qu'il faut travailler aujourd'hui dans le cadre légal en vigueur.

Le membre précité du comité de direction de la CREG soutient qu'il faut procéder à de nouvelles simulations pour 2021, sur la base des nouveaux Règlements UE relatifs au paquet "Énergie propre", parce qu'une nouvelle méthode a été instaurée pour définir le concept LoLE et qu'une décision devrait être prise en la matière début août 2020 au sein de l'ACER. Comment les autorités belges pourraient-elles se fonder sur cette nouvelle méthode, alors qu'elle n'est pas encore connue? La ministre marque fermement son désaccord sur une telle façon de faire.

Elle estime qu'il est irresponsable pour un régulateur du marché de faire cavalier seul dans ce dossier: de cette façon, la CREG crée elle-même une situation d'incertitude technique et juridique. Une telle attitude empêche en outre le Parlement de jouer correctement son rôle.

La ministre constate qu'en raison de l'attitude d'un des membres du comité de direction de la CREG, il est impossible de prendre une décision en connaissance de cause. Il s'agit d'une situation extrêmement regrettable.

La discussion relative à l'utilisation de certains paramètres, qui a été initiée par un des membres du comité de direction de la CREG, contraint les parlementaires à

vermindering van de uitstoot van broeikasgassen, er in alle gevallen minder capaciteit zou nodig zijn om de energiebevoorrading te verzekeren en dat het Belgische CRM-ontwerp op dit ogenblik de door Europa opgelegde technologie-neutraliteit voor elk systeem van capaciteitsvergoedingsmechanisme, niet zou respecteren. Zij kan het niet eens zijn met deze stelling. Bovendien is de minister van oordeel dat deze experts bij het formuleren van een dergelijk stelling hun boekje te buiten gaan.

Het ware beter geweest dat eerst een discussie ten gronde hierover zou hebben plaatsgehad in het Opvolgingscomité CRM, waarna er een coherent voorstel had kunnen worden uitgewerkt. Vervolgens zou het Opvolgingscomité dit dan ter bespreking hebben voorgelegd aan het Parlement. Dit zou de parlementsleden toelaten om een duidelijke en veilige keuze te maken voor het financieringssysteem van het CRM.

Voorts meent de minister dat de opinies van één lid van het directiecomité van de CREG, die zich baseert op bepaalde Europese Regelgeving – die vandaag nog niet in voege is en nog verder moet worden uitgevoerd en geëxpliciteerd –, het beslissingsproces van het Opvolgingscomité CRM in het gedrang heeft gebracht. De AD Energie, neutrale waarnemer in dit debat, heeft er nochtans uitdrukkelijk op gewezen dat nu moet worden gewerkt binnen het vigerende wetgevende kader.

Als het lid van het directiecomité van de CREG dan beweert dat er nieuwe simulaties moeten worden uitgevoerd voor 2021 op basis van de nieuwe EU-verordeningen in het kader van het Clean Energy Package omdat er een nieuwe methode is ingevoerd om invulling te geven aan het LoLE-concept waarover begin augustus 2020 binnen de schoot van ACER zou worden beslist. Hoe kan de Belgische overheid zich daarop baseren wanneer deze nieuwe methode nog niet gekend is? De minister verklaart met klem niet akkoord te kunnen gaan met een dergelijke werkwijze.

Zij is van oordeel dat dergelijke solo slim-houding onverantwoord is. Dit is een marktregulator onwaardig: immers, de CREG veroorzaakt door haar optreden zelf technische en juridische onzekerheid. Bovendien laat deze houding niet toe dat het Parlement op een deugdelijke wijze zijn rol zou kunnen vervullen.

De minister stelt vast dat de houding van één van de leden van het directiecomité van de CREG niet toelaat om met de juiste kennis van zaken enige beslissing te nemen. Zij betreurt dit ten zeerste.

Voor wat de discussie over het wel of niet hanteren van bepaalde parameters, aangewakkerd door één van de directieleden van de CREG, verplicht de parlementsleden

formuler dès à présent certaines questions auxquelles on ne pourra apporter de réponse qu'à une phase ultérieure du déploiement du CRM.

La ministre souligne que dès le début de la conception du CRM, elle a informé le Parlement en toute transparence de chaque étape ultérieure.

Ce processus n'est pas encore terminé et le Parlement sera également informé des prochaines étapes, notamment la méthodologie, les études supplémentaires, le lancement des premières enchères, etc. Toutes ces étapes seront examinées attentivement et figureront dans le rapport annuel de la DG Énergie sur le sujet.

En d'autres termes, il existe des systèmes d'alerte suffisants et un suivi permanent de l'évolution du dossier, ce qui permettra de proposer une option de financement à la Commission européenne.

La ministre Marghem souligne par ailleurs que le travail de la Commission européenne sur ce dossier est également en pleine évolution.

De plus, ce ne serait pas la première fois qu'un État membre persisterait à élaborer certaines réglementations avant que la Commission européenne ne se soit prononcée sur la question de savoir s'il est question ou non, selon elle, d'aides d'État. La ministre évoque à cet égard le traitement fiscal belge du secteur du diamant: le ministre des Finances de l'époque avait inclus dans le projet de loi à ce sujet une disposition assortie d'une condition suspensive, à savoir l'avis positif de la Commission européenne en matière d'aides d'État.

Au pire, ce procédé pourrait également être utilisé dans le cadre de l'élaboration du mécanisme de financement du CRM.

La ministre demande au Parlement de participer au suivi du déploiement du CRM belge. Pour sa part, elle continuera à faire part aux députés de l'évolution du dossier en toute transparence. Pendant ce temps-là, la Commission européenne poursuit son enquête. Les prochaines étapes seront également toujours notifiées à la Commission européenne.

La ministre appelle tous les acteurs concernés à sortir le plus rapidement possible de l'impasse actuelle et à continuer à travailler ensemble en vue d'aboutir à des résultats.

Certains députés ont indiqué qu'à leur estime, toute la discussion concernant la poursuite du déploiement et le financement du CRM est du ressort du gouvernement et qu'il appartient donc à ce dernier de prendre ses

om nu al bepaalde vragen te formuleren die echter pas in het verder verloop van de uitrol van het CRM hun beslag zullen kunnen krijgen.

De minister onderstreept dat zij van bij het begin van het ontwerpen van het CRM-concept het Parlement in alle openheid heeft voorgelicht van elke volgende stap.

Dit proces is nog niet ten einde en het Parlement zal ook over de volgende stappen worden ingelicht, zoals de methodologie, de bijkomende studies, de lancering van de eerste veilingen enzovoort. Al deze etappes worden nauwkeurig doorgelicht en zullen mee opgenomen worden in het Jaarverslag van de AD Energie ter zake.

Met andere woorden: er zijn voldoende waarschuwingssystemen en er is een permanente monitoring van de evolutie. Dit zal toelaten om een bepaalde financieringsoptie voor te leggen aan de Europese Commissie.

Minister Marghem wijst er bovendien nog op dat ook de werkzaamheden van Europese Commissie rond dit dossier in volle evolutie zijn.

Daarenboven zou het niet de eerste keer zijn dat een lidstaat doorzet met het uitwerken van bepaalde regelgeving alvorens de Europese Commissie uitspraak heeft gedaan over de kwalificatie van wel of geen overheidssteun. De minister verwijst in dit verband naar de Belgische fiscale behandeling van de diamantsector: de toenmalige minister van Financiën voorzag in het wetsontwerp een bepaling waarbij de opschortende voorwaarde van een positief advies vanwege de Europese Commissie inzake overheidssteun werd ingeschreven.

Deze werkwijze kan in het uiterste geval ook worden gehanteerd bij het uitwerken van het financieringsmechanisme van het CRM.

De minister verzoekt het Parlement om de verdere uitrol van het Belgische CRM mee te begeleiden. Zij van haar kant zal ook voor het vervolg in alle transparantie de evoluties kenbaar maken aan de parlementsleden. Dit terwijl daarnaast de Europese Commissie haar onderzoek verder zet. De volgende stappen zullen ook steeds aan de Europese Commissie worden aangemeld.

De minister roept alle betrokken actoren op om zo snel als mogelijk uit de huidige patstelling te treden en verder resultaatgericht samen te werken.

Sommige parlementsleden waren van oordeel dat de hele discussie met betrekking tot de verdere uitrol en de financiering van het CRM een zaak van de regering is en dat het dan ook aan de regering toekomt om haar

responsabilités et de choisir l'un des trois systèmes de financement proposés. La Commission européenne a en effet demandé que la Belgique fasse un choix.

Au cours de cette audition, les membres de la commission ont été clairement informés des différentes options. Une analyse rationnelle des trois options mènera quiconque connaît ce dossier à conclure que l'option de financement du CRM basée sur une obligation de service public via les tarifs d'Elia présente de nombreux avantages par rapport aux deux autres options. Ces dernières sont en effet beaucoup plus difficiles à réaliser et n'offrent pas de garanties suffisantes pour les sources d'énergie qui souhaitent participer aux enchères. Par ailleurs, un financement par le biais des moyens généraux de l'autorité fédérale serait immédiatement identifié par la Commission européenne comme une éventuelle aide d'État illégale.

La ministre renvoie dans ce contexte à la proposition de résolution, déposée par MM. Michel De Maegd et Benoît Friart, demandant au gouvernement fédéral d'indiquer à la Commission européenne que le financement du mécanisme de rémunération de capacité en matière d'électricité se fera par une obligation de service public via les tarifs d'Elia (DOC 55 1220/001).

La ministre adresse également une mise en garde en soulignant que le fait de ne pas décider est aussi une forme de décision. Elle estime qu'il existe suffisamment de raisons objectives soulignant la nécessité d'une décision rapide et elle continue à espérer que l'attitude transparente dont elle a fait preuve à l'égard du Parlement dans ce dossier portera ses fruits, et ce, dans l'intérêt général. Le gouvernement étant en affaires courantes, le Parlement dispose des pleins pouvoirs. La ministre appelle donc le Parlement à prendre ses responsabilités. Elle souligne également ce que plusieurs spécialistes, dont la CREG, ont déjà déclaré à plusieurs reprises: une éventuelle prolongation de la durée de vie de deux centrales nucléaires après 2025 ne signifie pas qu'un CRM ne serait pas nécessaire. Contrairement au mécanisme de la réserve stratégique, le CRM est neutre sur le plan technologique, fait appel à des technologies plus performantes et permet d'organiser une vente aux enchères pour des capacités suffisantes et performantes qui peuvent également être mobilisées en dehors de la période hivernale.

La ministre rappelle qu'en ce moment, la réserve stratégique est inexistante. Les centrales électriques qui assuraient cette réserve sont revenues sur le marché. Toutes les mesures prises par le gouvernement au cours des cinq dernières années ont eu pour effet d'améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité,

responsabilité op te nemen en een keuze te maken voor één van de drie voorgestelde financieringssystemen. De Europese Commissie heeft immers gevraagd een keuze te maken.

Tijdens deze hoorzitting werden de commissieleden duidelijk ingelicht over de verschillende opties. Een intellectuele analyse van de drie opties, zal éénieder met kennis van zaken doen besluiten dat de optie waarbij het CRM zal worden gefinancierd op basis van een openbaredienstverplichting via de tarieven van Elia heel wat voordelen biedt ten opzichte van de twee andere opties. Deze opties zijn immers veel moeilijker te verwezenlijken en bieden onvoldoende garanties voor de energiebronnen die aan de veilingen wensen deel te nemen. Bovendien zal een financiering via de algemene middelen van de federale overheid onmiddellijk door de Europese Commissie als mogelijke illegale overheidssteun in het vizier worden genomen.

De minister verwijst in dit verband naar het voorstel van resolutie, ingediend door de heren Michel De Maegd en Benoît Friart waarbij de federale regering wordt verzocht de Europese Commissie te melden dat het capaciteitsvergoedingsmechanisme inzake elektriciteit zal worden gefinancierd op basis van een openbaredienstverplichting via de tarieven van Elia (DOC 55 1220/001).

Tot slot waarschuwt de minister er nog voor dat niet beslissen ook een vorm van beslissen is. Zij is van oordeel dat er voldoende objectieve redenen zijn om aan te geven dat er snel moet worden beslist en zij hoopt nog altijd dat de transparante houding die zij in dit dossier ten aanzien van het Parlement aan de dag heeft gelegd, alsnog zijn vruchten zal afwerpen, in het algemeen belang. De regering is in lopende zaken, het Parlement heeft volheid van bevoegdheid. De minister roept het Parlement dan ook op om zijn verantwoordelijkheid op te nemen. Tevens onderlijnt zij wat door verscheidene specialisten, de CREG inclusief, al meermaals werd gesteld: een eventuele verlenging van de levensduur van twee kerncentrales na de datum van 2025 heeft niet voor gevolg dat een CRM niet noodzakelijk zou zijn. Anders dan het mechanisme van de Strategische Reserve is het CRM technologieneutraal en doet een beroep op meer performante technologieën en laat toe om een veiling te organiseren voor voldoende, performante capaciteit, die ook kan worden ingezet buiten de winterperiode.

De Strategische Reserve is op dit ogenblik immers onbestaande. De centrales die deze reserve verzekerden, zijn teruggekeerd naar de markt. Alle maatregelen die de regering de afgelopen vijf jaar heeft getroffen, hebben voor gevolg dat de elektriciteitsmarkt beter functioneert, wat het beoogde doel was en is. Het CRM is een

ce qui était et reste l'objectif poursuivi. Le CRM est un mécanisme qui favorisera le bon fonctionnement du marché, ce qui aura un effet positif non seulement sur la sécurité d'approvisionnement, mais aussi sur les prix de l'électricité pour le consommateur, qu'il s'agisse d'un ménage, d'une PME ou d'un consommateur industriel. C'est un point important: chaque consommateur a des intérêts différents et chaque intérêt individuel doit être protégé de manière juste.

La ministre compte sur le Parlement pour prendre les bonnes décisions en tenant compte de l'intérêt général dans cet important dossier.

E. Répliques des membres

M. Bert Wollants (N-VA) estime que l'audition a cependant permis d'éclaircir certains points. Par exemple, PwC a indiqué que ce sera finalement le coût nominal qui figurera sur la facture. Une centrale de 450 MW, par exemple, qui percevra un subside dans le cadre du CRM, recevra 24 millions d'euros par an. C'est un fait. C'est sur la base de ces chiffres qu'il faudra examiner la manière de répartir les coûts.

Les débats de ce jour ont encore renforcé la conviction de l'intervenant que l'on ne peut pas aller plus loin dans la réduction des coûts. C'est au Parlement qu'il revient de poser des balises en la matière.

Les recommandations formulées dans l'étude de la VUB "*Winter is leaving*" doivent être prises en compte lors de la fixation du volume pour le CRM.

Le Parlement est appelé non seulement à choisir le mécanisme de financement, mais aussi à définir les conditions qui le délimitent.

Mme Tinne Van der Straeten (Ecolo-Groen) retient des interventions que l'avis de la DG Énergie de la Commission européenne à ce sujet est un avis important. Aussi insiste-t-elle pour que le Parlement analyse également cet avis.¹¹

M. Kurt Ravyts (VB) déclare souscrire aux propos de M. Wollants: l'intervenant peut marquer son accord sur un CRM "allégé" mais pas sur un CRM "à la Marghem".

M. Michel De Maegd (MR), rapporteur, fait observer que les auditions ont apporté de nombreux éclaircissements. L'intervenant a par ailleurs constaté qu'un

mécanisme datant d'une bonne marché soutient, ce qui a un effet positif non seulement sur la sécurité d'approvisionnement, mais aussi sur les prix de l'électricité pour le consommateur, qu'il s'agisse d'un ménage, d'une PME ou d'un consommateur industriel. C'est un point important: chaque consommateur a des intérêts différents et chaque intérêt individuel doit être protégé de manière juste.

La ministre compte sur le Parlement pour prendre les bonnes décisions en tenant compte de l'intérêt général dans cet important dossier.

E. Replieken van de leden

De heer Bert Wollants (N-VA) is van oordeel dat de hoorzitting toch een aantal verduidelijkingen heeft opgeleverd, zoals de verklaring van PwC dat het de nominale kosten zullen zijn die op de factuur komen. Een centrale van bijvoorbeeld 450 MW die binnen het CRM een subsidie ontvangt, zal jaarlijks 24 miljoen euro ontvangen. Dit is een feit. Met deze cijfers zal men aan de slag moeten gaan om na te gaan hoe de kosten kunnen worden verdeeld.

De discussie van vandaag heeft de spreker nog meer versterkt in zijn overtuiging dat er geen verdere stappen kunnen worden gezet in kostenbeperkende maatregelen. Het is aan het Parlement om in dit verband de bakens uit te zetten.

De aanbevelingen van de VUB-studie "*Winter is leaving*" moeten ter harte worden genomen in het vastleggen van het volume voor het CRM.

Het Parlement is niet alleen aan zet om het financieeringsmechanisme te kiezen, maar ook om de randvoorwaarden te bepalen.

Mevrouw Tinne Van der Straeten (Ecolo-Groen) onthoudt uit de tussenkomsten dat het advies van DG Energie van de Europese Commissie ter zake belangrijk is. Zij dringt er dan ook op aan dat ook dit advies mee door het Parlement wordt bestudeerd.¹¹

De heer Kurt Ravyts (VB) verklaart zich aan te sluiten bij de tussenkomst van de heer Wollants: de spreker kan akkoord gaan met een "CRM-light", maar niet met een "CRM-Marghem".

De heer Michel De Maegd (MR), rapporteur, wijst erop dat de hoorzittingen veel verduidelijkingen hebben gebracht. Voorts heeft de spreker vastgesteld dat

¹¹ https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.

¹¹ https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/capacity-mechanisms_en.

consensus se dégagait au sein de la commission à propos du système de financement à retenir. Il invite dès lors la commission à poursuivre la discussion sur la base de sa proposition de résolution DOC 55 1220/001 et à parvenir à un compromis, éventuellement moyennant l'amendement du texte. Ainsi que les invités et la ministre l'ont indiqué, il n'y a plus de temps à perdre.

En ce qui concerne l'avenir, l'intervenant indique également qu'il sera tenu compte des constatations formulées dans l'étude de la VUB à propos du changement climatique pour les années à venir. Pour l'heure, on ne peut toutefois tenir compte que des données faisant l'objet d'un consensus européen au sein d'ENTSO-E. Ainsi que plusieurs parties prenantes l'ont souligné, toute autre procédure impliquerait une perte de temps précieux dans la perspective de l'organisation correcte de la première enchère en octobre 2021.

L'intervenant tient également à souligner que le volume à mettre aux enchères dans le cadre du CRM sera fixé annuellement et qu'il n'est nullement question d'un chèque en blanc pour 10 ans.

Enfin, l'intervenant réagit à la citation du rapport du GIEC du Prof. Dr. Thiery: cette citation n'indique nulle part que les périodes hivernales de froid intense sont totalement exclues. Toute autorité publique prudente doit dès lors tenir compte de cette éventualité lorsqu'elle prend des mesures pour garantir la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Mme Leen Dierick (CD&V) se joint à ses collègues pour dire que cette audition a été intéressante. Il appartient à présent à la commission de prendre position. La membre se dit également disposée à chercher comment réduire, autant que possible, les coûts du CRM pour les consommateurs. En outre, la membre espère que le Parlement sera également associé aux prochaines décisions stratégiques concernant le CRM (par exemple, à la fixation du volume).

M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB) indique qu'après avoir entendu toutes ces informations, il ne comprend toujours pas pourquoi la ministre continue de s'opposer à la réalisation d'une étude additionnelle et actualisée par Elia qui compléterait son étude précédente ("*Adequacy and flexibility study in Belgium for the period 2020-2030*") en tenant compte des observations et des conclusions formulées dans l'étude F1957 de la CREG. La réalisation de cette étude complémentaire semble simplement relever du bon sens. Le membre retient des déclarations des orateurs que cet exercice peut être effectué et qu'il n'est pas insurmontable. M. Warmoes s'étonne par ailleurs de l'attaque personnelle de la ministre à l'encontre de l'un

er toch een consensus groeit in de commissie voor wat het te verkiezen financieringssysteem betreft. Hij nodigt de commissie dan ook uit om, op basis van zijn voorstel van resolutie DOC 55 1220/001, de bespreking in commissie verder te zetten en, na eventuele amendering van de tekst, tot een vergelijk te komen. Zoals ook de genodigden en de minister hebben aangegeven, is er geen tijd meer te verliezen.

Voor wat de toekomst betreft, verklaart de spreker ook om voor de volgende jaren rekening te houden met de bevindingen van de VUB-studie met betrekking tot de klimaatverandering. Maar vandaag kan er enkel rekening gehouden worden met die data waarover binnen ENTSO-E een Europese consensus bestaat. Op een andere manier tewerk gaan is, zoals door verscheidene stakeholders werd onderlijnd, een verlies van kostbare tijd om op een deugdelijke wijze de eerste veiling te organiseren in oktober 2021.

Bovendien wenst de spreker te onderlijnen dat het te veilen volume binnen het CRM jaarlijks zal worden vastgelegd, en dat er geenszins sprake is van een blanco cheque voor 10 jaar.

Tot slot repliceert de spreker nog op het citaat uit het IPCC-rapport door Prof. Dr. Thiery: nergens in dit citaat staat te lezen dat periodes van extreme winterkoude volledig uit te sluiten zijn. Elke zorgvuldige overheid moet dan ook met een dergelijke mogelijkheid rekening houden bij het treffen van voorzieningen voor de energievoorradingszekerheid.

Mevrouw Leen Dierick (CD&V), sluit zich aan bij de collega's dat het een boeiende hoorzitting betrof. Het is nu aan de commissie om standpunten in te nemen. Ook het lid verklaart bereid te zijn te zoeken naar mogelijkheden om de kosten van het CRM voor de consumenten zo veel mogelijk te beperken. Voorts verklaart het lid erop te rekenen dat het Parlement ook bij de volgende strategische beslissingen over het CRM (bijv. volumebepaling) zal worden betrokken.

De heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB), verklaart dat, na deze lange informatieronde, hij nog steeds niet begrijpt waarom de minister zich blijft verzetten tegen een bijkomende, geactualiseerde studie uit te voeren door Elia ter aanvulling van de studie die al door Elia werd uitgevoerd ("*Adequacy and flexibility study in Belgium for the period 2020-2030*"), rekening houdend met de opmerkingen en conclusies van de CREG-studie F1957. Een dergelijke bijkomende studie lijkt gewoon te getuigen van gezond verstand. Uit de verklaringen van de sprekers onthoudt het lid dat een dergelijke oefening kan worden gemaakt en niet onoverkomelijk is. Voorts verklaart de heer Warmoes dat hij verbaasd is over de

des membres du comité de direction du régulateur de l'énergie, et à l'encontre des climatologues de la VUB qui ont présenté leurs constatations scientifiques. La seule conclusion présentée par ces universitaires est qu'il convient d'examiner l'influence de la probabilité d'hivers rigoureux, compte tenu du changement climatique établi. Au vu de l'ampleur de l'investissement que représente le CRM, l'intervenant estime que ce n'est pas trop demander.

L'intervenant renvoie par ailleurs aux propositions qu'ils a déposées à ce sujet: DOC 55 1246/001 et DOC 55 1247/001.

M. Kris Verduyckt (sp.a) se rallie partiellement aux propos de l'intervenant précédent.

Mme Marie Christine Marghem, ministre, répond que le CRM doit être considéré comme une forme d'assurance. Elle explique ensuite les principes de l'assurance en citant l'exemple de la souscription d'une assurance habitation contre les dégâts d'incendie. En d'autres termes, pour garantir une sécurité d'approvisionnement énergétique au meilleur prix, disponible à tout moment et suffisante, le Parlement belge a décidé, en 2019, qu'une assurance de même nature était nécessaire. Ce mécanisme peut être déterminé au moyen de calculs dont les données ont été acceptées et validées au niveau européen. Des évaluations pourront évidemment être réalisées au fil du temps, mais la ministre juge déraisonnable de fonder la norme sur dix années de températures élevées, constatées par l'IRM, même si elles correspondent aux conclusions du GIEC. La ministre n'est dès lors pas disposée à tenir compte de l'étude de la VUB sans que celle-ci ait fait l'objet d'une évaluation entre pairs. Ce ne serait pas scientifique. Ces conclusions ne pourront être prises en compte qu'après cette évaluation entre pairs. Elle déplore une nouvelle fois que l'étude de la VUB n'ait pas d'abord été examinée au sein du Comité de suivi CRM pour en tirer des conclusions consensuelles qui auraient ensuite été présentées au Parlement.

Le rapporteur,

Le président,

Michel DE MAEGD

Vincent VAN QUICKENBORNE

personnelle aanval die de minister heeft gelanceerd ten opzichte van één van de leden van het directiecomité van de energieregulator én ten opzichte van de klimaatwetenschappers van de VUB, die hun wetenschappelijke bevindingen hebben toegelicht. De enige conclusie die deze academici hebben voorgelegd is om de invloed van de waarschijnlijkheid op strenge winters na te gaan, rekening houdend met de bewezen klimaatverandering. Gezien de hoegrootte van de investering die het CRM betekent, is de spreker van oordeel dat dit toch niet te veel gevraagd is.

Voorts verwijst de spreker naar de voorstellen die hij ter zake heeft ingediend: zie DOC 55 1246/001 en DOC 55 1247/001.

De heer Kris Verduyckt (sp.a) verklaart zich enigszins aan te sluiten bij de woorden van de vorige spreker.

De minister, mevrouw Marie Christine Marghem, antwoordt dat het CRM moet worden gezien als een vorm van verzekering. Zij legt vervolgens het verzekeringsprincipe uit met als voorbeeld het verzekeren van een woning tegen brandschade. Om met andere woorden zeker te zijn van een te allen tijde beschikbare en afdoende energiebevoorradingsszekerheid tegen de beste prijs, heeft het Belgische Parlement in 2019 beslist dat een dergelijke verzekering nodig is. Er bestaan berekeningen om dit te bepalen. Berekeningen waarvan de data op Europees niveau zijn aanvaard en erkend. Uiteraard zijn er ter zake evaluaties in de tijd mogelijk, maar de minister vindt het onverstandig om als norm zich te baseren op een tienjarige periode van hoge temperaturen, vastgesteld door het KMI, zelfs indien deze overeenkomen met de bevindingen van het IPCC-panel. De minister is dan ook niet bereid rekening te houden met de VUB-studie zonder dat hierop een peerreview is uitgevoerd. Dit is niet wetenschappelijk. Het is pas na een dergelijke oefening van peerreview dat met dergelijke bevindingen rekening kan worden gehouden. Zij herhaalt dan ook dat zij het betreurt dat de VUB-studie niet eerst werd besproken in de schoot van het Opvolgingscomité CRM om er consensueel gedragen besluiten uit te trekken en nadien aan het Parlement voor te stellen.

De rapporteur,

Le président,

Michel DE MAEGD

Vincent VAN QUICKENBORNE

ANNEXES: APERÇU**SOMMAIRE**

Pages

A. RÉUNION DU 6 MAI 2020

A.1. Présentation DG Énergie	69
A.2. Présentation CREG	75
A.3. Présentation Elia.....	84

B. RÉPONSES ÉCRITES DU 27 MAI 2020 AUX QUESTIONS ÉCRITES

B.1. Réponses DG Énergie	100
B.2. Réponses CREG	157
B.3. Note CREG : Évaluation de l'impact de l'introduction d'un CRM sur les consommateurs finaux.....	261
B.4. Réponses Elia.....	287
B.5. Note Elia : Impact de l'introduction d'un CRM sur les consommateurs d'électricité	314

C. RÉUNION DU 3 JUIN 2020

C.1. Présentation Elia	326
C.2. Présentation CREG	335
C.3. Présentation Prof. Dr. Wim Thiery et Dr. Sebastian Hendrik Sterl – VUB	356
C.4. Présentation DG Énergie.....	370
C.5. Présentation Pwc : Impact financier du CRM pour les consommateurs	378
C.6. Présentation Pwc : Financement du CRM via le budget de l'État fédéral	384

BIJLAGEN: OVERZICHT**INHOUD**

Blz.

A. VERGADERING VAN 6 MEI 2020

A.1. Presentatie AD Energie	69
A.2. Presentatie CREG.....	79
A.3. Presentatie Elia.....	92

B. SCHRIFTELIJKE ANTWOORDEN VAN 27 mei 2020 OP SCHRIFTELIJKE VRAGEN

B.1. Antwoorden AD Energie.....	100
B.2. Antwoorden CREG.....	209
B.3. Nota CREG: Evaluatie van de impact van de invoering van een CRM op de eindconsumenten ...	275
B.4. Antwoorden Elia.....	287
B.5. Nota Elia: Impact van de invoering van een CRM op de elektriciteitsconsumenten.....	314

C. VERGADERING VAN 3 JUNI 2020

C.1. Presentatie Elia.....	330
C.2. Presentatie CREG.....	345
C.3. Presentatie Prof. Dr. Wim Thiery en Dr. Sebastian Hendrik Sterl – VUB.....	356
C.4. Presentatie AD Energie	374
C.5. Presentatie Pwc: Financiële impact van het CRM voor de consumenten	378
C.6. Presentatie Pwc: Financiering van het CRM via de Algemene Middelen van de Federale Staat.....	384

A. 1. DG ÉNERGIE - AD ENERGIE**Audition en Commission de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat du Comité de suivi CRM****Etat d'avancement**

6 Mai 2020

<https://economie.fgov.be>**.be****Agenda**

- DG Energie
- CREG
- Elia

<http://economie.fgov.be>**.be**



DG Energie

1. Dossier de notification
2. Voorwaarden elektriciteitsverordening
3. Lopende werkzaamheden

<http://economie.fgov.be>

.be

1. Dossier de notification

- Vote de la loi CRM en avril 2019
- Préparation en 2019 de la législation secondaire
- Dernier rapport sur l'état d'avancement à la commission Energie/Climat: 18/12/2019
- 19 décembre 2019: dossier de notification introduit chez DG COMP
- 23 janvier 2020: demande d'informations additionnelles reçues de DG COMP (clarification et envois des arrêtés finaux)
- *Focus sur les questions du 23/01:*
 - Questions générales (publication/transparence, PNEC final,..)
 - Questions techniques complétées par Elia
 - Fourchettes et estimations de paramètres attendus (CONE, strike price, intermediate price cap, ..)
 - Demande des AR finaux sur : les paramètres et le calcul de la capacité, la participation étrangère et le financement

1. Dossier de notification

- 18 mars 2020 : après relecture du Comité de suivi et aval du cabinet, envoi :
 - des réponses (excepté la méthodologie sur le volume et les paramètres des enchères)
 - AR X-border finalisé:
 - Capacités étrangères indirectes: pré-enchères par frontière dès possible
 - Capacités étrangères directes: accord préalable
- 1 avril 2020 : après aval du cabinet, envoi de la méthodologie du calcul de la capacité et des paramètres d'enchères, y inclus les documents préparatoires:
 - Note 2024 de la CREG (décembre 2019) et réactions des stakeholders
 - Projet de proposition 2064 de la CREG mis en consultation le 18/3 et les réactions des stakeholders
 - La proposition du régulateur du 24/3 (art 25.4 du règlement)
 - L'avis de la DG Energie avec en annexe sur demande de la Ministre, la méthodologie adaptée et les réactions des stakeholders consultés du 23 au 27/3

1. Dossier de notification

- 20 avril 2020 : envoi d'une mise à jour de l'avant-projet d'arrêté finalisé sur le volume et les paramètres des enchères (après consultation des stakeholders)
- Avis de la DG Energie:
 - La proposition du régulateur ne fournit pas suffisamment de garantie pour assurer la SoS
 - Le régulateur va au-delà de sa compétence de proposition
 - Non prise en compte de remarques des stakeholders établis, comme par exemple :
 - L'approche budget mène à un risque d'underprocurement
 - Maximalisation du volume en T-1 en comparaison à T-4 > difficile/discriminatoire pour les capacités nécessitant de longs timings de préparation
 - ...
 - La SoS reste une compétence de la Ministre
- Methodologie proposée et adoptée:
 - En lien avec des CRM existants et approuvés
 - Tenant compte des remarques des stakeholders

1. Dossier de notification

- 23 avril 2020 : réunion informelle DG Energie/cabinet – DG Comp sur le statut de la notification
 - Manque une décision sur l'option de financement > le dossier reste au stade d'instruction tant que l'Etat belge n'aura pas pris de décision sur le mode de financement
 - Une fois l'option choisie, la DG Comp se penchera sur l'étude des réponses envoyées à ses questions du 23/01

Conclusion

- Impératif de communiquer le mécanisme de financement à la DG Concurrence
- Cadre nécessaire avant préqualification première enchère (juin 2021)

2. Voorwaarden elektriciteitsverordening

- Implementation plan
 - Advies DG Ener ontvangen op 4 mei 2020
 - ASAP: Aanpassing en publicatie
- Consultatie buurlanden:
 - Consultatie Penta afgerond in december 2019 en verslag beschikbaar op website FOD
 - Feedback geïntegreerd voornamelijk in KB X-border

3. Lopende werkzaamheden

- Wetgevend werk
 - KB Controle (voorstel opvolgingscomité): controle op het mechanisme door regulator
 - KB Federaal Technisch Reglement (voorstel Users' Group) : aanpassing capaciteitsreservering
 - Aanpassing elektriciteitswet (voorstel opvolgingscomité):
 - Conformiteit Elektriciteitsverordening
 - Productievergunning
 - Controle en penaltiteiten cumul & minimum drempel
 - ...

9

3. Lopende werkzaamheden

- Eerste veiling
 - Eerste T-4 veiling: **oktober 2021**
 - Eerste prekwificatieperiode: **start ten laatste 1 juni 2021**
 - Goedkeuring werkingsregels door regulator: **15 mei 2021**
 - Voorstel regulator volume en veilingparameters: **1 februari 2021**
 - Eerste volume- & parametersrapport: **15 november 2020**
 - Beslissing Minister over referentiescenario: **[30 juni 2020] 21 juli 2020**
- Instructie Minister ontvangen om voorbereidingen **nu** te starten, inclusief publieke consultaties.

10

3. Lopende werkzaamheden

■ L'AR Financement:

Objectifs:

- déterminer le mode de financement du mécanisme de rémunération de capacité (article 7quaterdecies) ainsi que les modalités de répercussion non discriminatoires des montants à financer.
- désigner, par le même arrêté, la contrepartie contractuelle et, le cas échéant, les contrôles administratifs et financiers auxquels cette contrepartie est soumise

Travail au sein du Comité CRM sur base des études réalisées (3 options pour un financement via le consommateur) en 2018 par la CREG et ELIA à la demande du gouvernement et des analyses de mécanismes de dégressivité possibles

Elaboration d'un outil à la décision pour le financement à l'attention du Gouvernement, remis au Cabinet de la Ministre de l'Energie le 04.11.2019 et présenté au Parlement par PWC le 18.12.2019

11

3. Lopende werkzaamheden

Cet outil détaillé et objectif doit permettre de prendre une décision sur le mode de financement.

La DG Energie n'a pas vocation à donner une opinion tranchée sur la question. En revanche, de manière pragmatique et vu l'expérience acquise via la réserve stratégique, la DG Energie peut soutenir l'option de financement par une obligation de service public via ELIA, qui pourrait être désignée comme partie contractuelle.

Les avantages de cette option sont notamment, pour rappel: un contrôle renforcé par le régulateur, une couverture des coûts (méthodologie cost+), pas d'impact sur le budget de l'Etat...

Il n'y a pas d'opposition par rapport à cette option de la part des autres membres du Comité CRM.

12

A. 2. CREG

Etat d'avancement du CRM

Missions attribuées à la CREG

AUDITION EN COMMISSION ENERGIE, ENVIRONNEMENT ET CLIMAT DE LA CHAMBRE

Comité de direction de la CREG

6 mai 2020



— CREG —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Table des matières

1. Paramètres de détermination du volume à contracter
2. Seuils et critères d'investissement
3. Règles de fonctionnement
4. Proposition d'arrêté royal contrôle
5. Règlement technique fédéral
6. Projet d'adaptation de la loi
7. Questions – réponses

— CREG —

2

1. Proposition de paramètres de détermination du volume à contracter – rétroactes

- 20/12/2019 (avant la mise en application du Règlement 2019/943): transmission à la ministre, après consultation publique, d'une note 2024 concernant les paramètres déterminant le volume de la capacité à acheter dans le cadre du CRM
- 01/01/2020: mise en application du règlement EU 2019/943 => transfert au régulateur national de la compétence de proposition des paramètres déterminant le volume à mettre aux enchères
- 24/03/2020: transmission à la ministre, après consultation publique, de la proposition finale relative aux paramètres permettant de déterminer la quantité de capacité achetée dans le cadre du CRM (basée sur la note 2024)

— CREG —

3

1. Proposition de paramètres de détermination du volume à contracter - constats

- La note 2024 du 20/12/2020 n'a pas été transmise à la CE par les autorités belges
- Le SPF Economie a consulté sur une proposition alternative de méthodologie s'inspirant d'une méthodologie développée par Elia
- La proposition de méthodologie notifiée à la CE s'écarte fondamentalement de la proposition de la CREG
- La Ministre a demandé que le Comité de suivi (CdS) mette en œuvre la proposition d'AR élaborée par le SPF Economie afin de préparer la première enchère (2021)

— CREG —

4

1. Proposition de paramètres de détermination du volume à contracter – conséquences

- La CREG a dès lors décidé, sur ce sujet, de participer au CdS en tant qu'observateur, tout en y maintenant sa présence et sa disponibilité
- De façon à ne pas retarder le processus de détermination du volume à contracter lors de l'enchère de 2021, la CREG s'est toutefois engagée à remplir ses obligations en matière de proposition de scénarios et de paramètres dans les délais impartis

— CREG —

5

2. Seuils et critères d'investissement (compétence de proposition de la CREG)

- Proposition d'AR finalisée en décembre 2019 et notifiée telle quelle à la CE
- Interaction avec les acteurs du marché en vue de rédiger des lignes directrices élaborant les critères d'éligibilité des coûts
- Collaboration avec le SPF Economie en vue de la désignation d'entreprises accréditées chargées du contrôle des coûts

3. Règles de fonctionnement (compétence d'approbation de la CREG)

- Analyse approfondie du projet d'Elia et envoi des commentaires à Elia en vue de l'élaboration d'une version améliorée et complétée

— CREG —

6

4. Proposition d'arrêté royal contrôle (compétence SPF Economie)

- Loi CRM: la CREG est chargée du contrôle du bon fonctionnement du CRM, selon des modalités que le Roi peut déterminer
- A la demande du SPF Economie, rédaction par la CREG d'un projet d'AR (transmission au CdS mars 2020, pas encore de suite)

5. Règlement technique fédéral

- A la demande du SPF, examen du projet de modification du RTF préparé par Elia (objectif: éviter que les attributions/réservations de capacité faussent la concurrence lors des mises aux enchères)

6. Projet d'adaptation de la loi

- Formulation d'une proposition d'adaptation en vue de la mise en concordance avec le règlement EU 2019/943

— CREG —

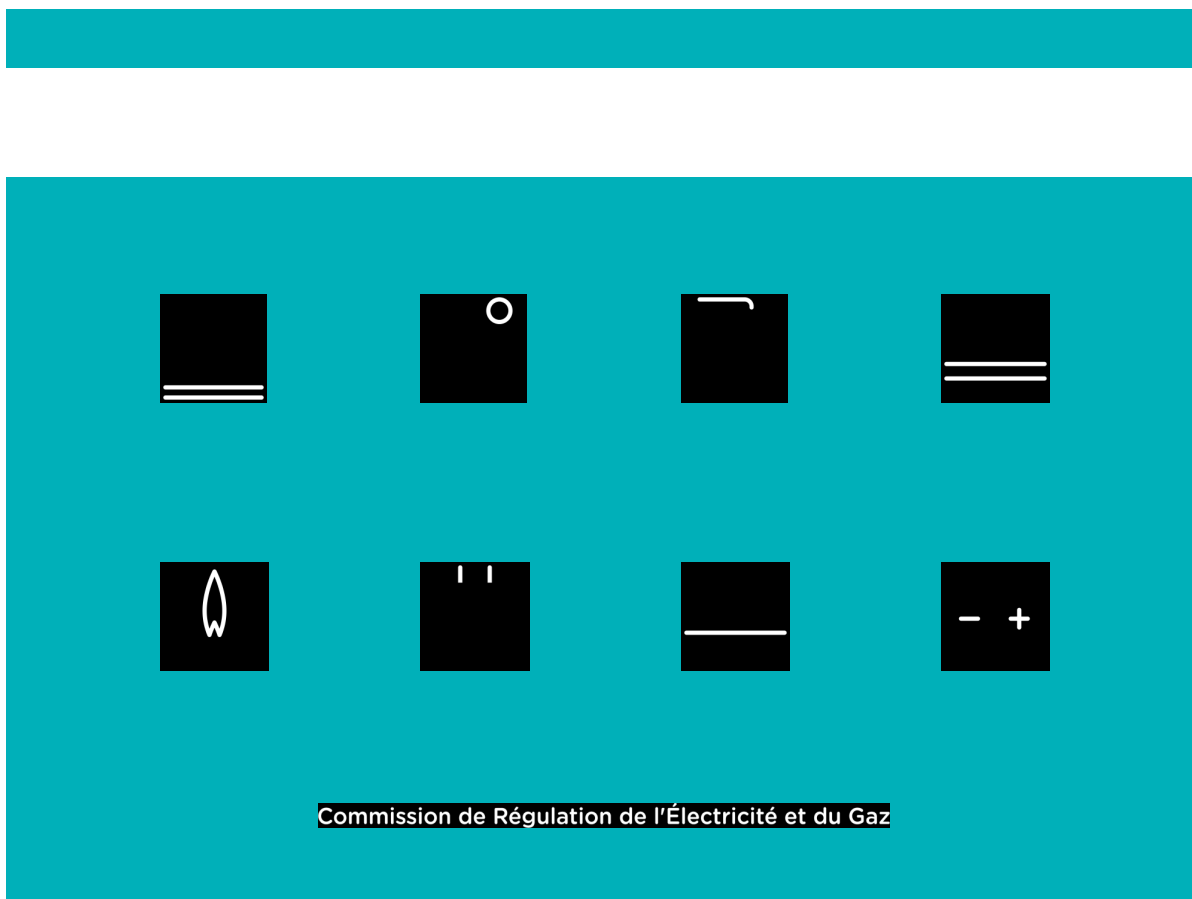
7

7. Questions - réponses

- Compétences attribuées à la CREG (VLD, Ecolo-Groen)
- Financement du CRM (PS, Ecolo-Groen)
- Paramètres du volume (NVA, PS, Ecolo-Groen, CD&V)
- Adéquation – besoin (NVA, Ecolo-Groen, PVDA-PTB, SP.A)
- Timing CRM (Ecolo-Groen)
- Autres :
 - Corona crisis (NVA)
 - EC notification (NVA, CD&V, SP.A)
 - European rules (Ecolo-Groen)
 - Coût du CRM (CD&V, PVDA-PTB)

— CREG —

8



Stand van zaken van het CRM Aan de CREG toegewezen taken

HOORZITTING IN DE COMMISSIE ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT VAN DE KAMER

Directiecomité van de CREG

6 mei 2020



— CREG —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Inhoud

1. Parameters voor de bepaling van het te contracteren volume
2. Investeringsdrempels en -criteria
3. Werkingsregels
4. Voorstel van koninklijk besluit controle
5. Federaal Technisch Reglement
6. Ontwerp voor aanpassing van de wet
7. Vragen - antwoorden

— CREG —

2

1. Voorstel van parameters voor de bepaling van het te contracteren volume - achtergrond

- 20/12/2019 (voor de implementatie van de verordening 2019/943): nota 2024 over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het CRM aangekochte capaciteit wordt bepaald, na openbare raadpleging, overgemaakt aan de minister
- 01/01/2020: implementatie van de verordening EU 2019/943 => bevoegdheid om parameters voor de bepaling van het te veilen volume voor te stellen overgedragen naar de nationale regulator
- 24/03/2020: finaal voorstel betreffende de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het CRM aangekochte capaciteit wordt bepaald (op basis van nota 2024), na openbare raadpleging, overgemaakt aan de minister

— CREG —

3

1. Voorstel van parameters voor de bepaling van het te contracteren volume - vaststellingen

- Belgische overheid heeft nota 2024 van 20/12/2020 niet overgemaakt aan de EC
- FOD Economie hield een raadpleging over een alternatief voorstel van methodologie op basis van een door Elia ontwikkelde methodologie
- Aan EC genotificeerde methodologie verschilt fundamenteel van het voorstel van de CREG
- Minister heeft het opvolgingscomité gevraagd om het KB van de FOD Economie te implementeren om de eerste veiling (2021) voor te bereiden

— CREG —

4

1. Voorstel van parameters voor de bepaling van het te contracteren volume - gevolgen

- CREG heeft bijgevolg beslist om, voor dit onderwerp, als observator deel te nemen aan het opvolgingscomité, met behoud van haar aanwezigheid en beschikbaarheid
- Om het proces voor de bepaling van het tijdens de veiling van 2021 te contracteren volume niet te vertragen, heeft de CREG zich er wel toe verbonden om haar verplichtingen inzake het voorstellen van scenario's en parameters tijdig na te komen

— CREG —

5

2. Investeringsdrempels en -criteria

(voorstelbevoegdheid van de CREG)

- Voorstel van KB gefinaliseerd in december 2019 en zo overgemaakt aan de EC
- Interactie met de marktspelers om richtlijnen uit te werken voor de vastlegging van criteria voor het in aanmerking komen van de kosten
- Samenwerking met de FOD Economie met het oog op de aanduiding van geaccrediteerde ondernemingen belast met de controle van de kosten

3. Werkingsregels

(goedkeuringsbevoegdheid van de CREG)

- Gegronde analyse van het ontwerp van Elia en verzending van opmerkingen naar Elia met het oog op de opstelling van een verbeterde en vervolledigde versie

— CREG —

6

4. Voorstel van koninklijk besluit controle

(bevoegdheid FOD Economie)

- CRM-wet: de CREG is belast met de controle van de goede werking van het CRM, volgens de modaliteiten die de koning kan vastleggen
- Op vraag van de FOD Economie heeft de CREG een ontwerp van KB opgesteld (in maart 2020 overgemaakt aan het opvolgingscomité, nog geen gevolg)

5. Federaal Technisch Reglement

- Op vraag van de FOD, onderzoek van het ontwerp van wijziging van het FTR van Elia (doelstelling: vermijden dat de toewijzingen/reservaties van capaciteit de concurrentie bij de veilingen vervalsen)

6. Ontwerp voor aanpassing van de wet

- Formulering van een voorstel tot aanpassing om ze in overeenstemming te brengen met verordening EU 2019/943

— CREG —

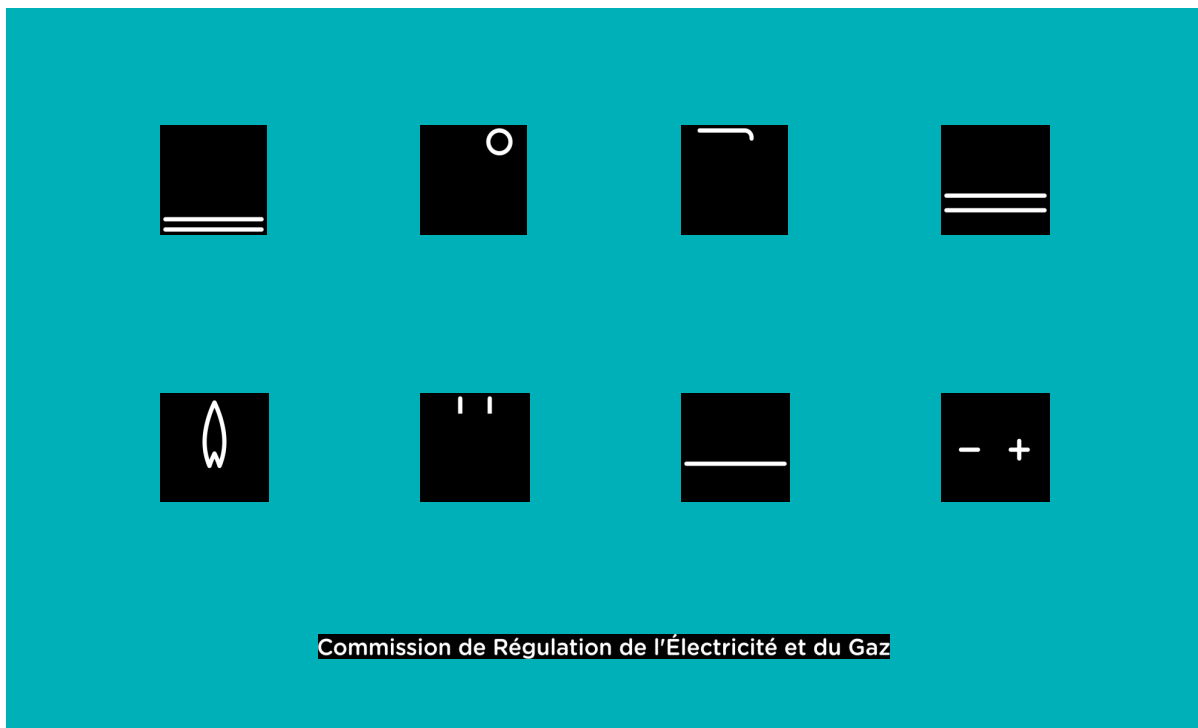
7

7. Vragen - antwoorden

- Bevoegdheden van de CREG (Open-VLD, Ecolo-Groen)
- Financiering van het CRM (PS, Ecolo-Groen)
- Parameters voor bepaling van het volume (NV-A, PS, Ecolo-Groen, CD&V)
- Toereikendheidsprobleem – nood (N-VA, Ecolo-Groen, PVDA-PTB, SP.A)
- Timing CRM (Ecolo-Groen)
- Andere:
 - Corona-crisis (N-VA)
 - Aanmelding bij de EC (N-VA, CD&V, SP.A)
 - Europese regelgeving (Ecolo-Groen)
 - Kost van het CRM (CD&V, PVDA-PTB)

— CREG —

8



A. 3. ELIA



Agenda – Update des tâches d'Elia

- Proposition d'**Arrêté royal** concernant la **Méthodologie** des différents paramètres utilisés pour la détermination du **volume de capacité à contracter**
- Proposition de **Règles de Fonctionnement** pour le **mécanisme de rémunération de la capacité**
- Progrès lié à l'**implémentation du mécanisme, des enchères et du calcul des paramètres**



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 2

Rappel: Méthodologie pour déterminer les différents paramètres nécessaires du mécanisme et les règles de fonctionnement opérationnel du CRM



Comme prévu dans la loi Electricité, Elia est chargée de

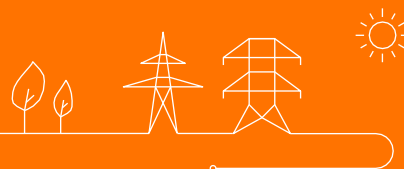
- (i) Proposer une Méthodologie pour déterminer les différents paramètres du mécanisme de capacité, et
 - (ii) Elaborer des Règles de fonctionnement opérationnel
- (i) La Méthodologie doit être fixée par **Arrêté royal** sur proposition d'Elia, après consultation publique, avis de la CREG et du SPF Economie
- Une proposition d'Arrêté royal a été publiée sur le site web du SPF Economie et envoyée à la Commission européenne.
 - Le **calcul** des paramètres a lieu selon un cycle annuel et est fixé par **Arrêté ministériel** : sur proposition d'Elia (sur base de la méthodologie prévue dans l'AR), après consultation publique; avis de la CREG et du SPF Economie
 - ➔ Un premier Arrêté Ministériel est prévu pour mars 2021
- (ii) Les **Règles de Fonctionnement** doivent être **fixées**, après consultation publique, **via une approbation de la CREG**
- Fin 2019, Elia a fourni les propositions, avis et autres éléments nécessaires dans les délais prévus, y compris, le cas échéant, les changements résultant des consultations publiques des acteurs du marché. (Voir les commentaires d'Elia dans la Commission Climat du 16/12/2019).



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 3



Déliverable (i): Proposition d'Arrêté royal pour la Méthodologie: détermination des paramètres du CRM



a) Elia propose une **Méthodologie** pour la détermination des **paramètres** du mécanisme servant de référence pour les calculs à réaliser annuellement

- Détermination des **différents éléments nécessaires à la définition du volume à contracter** (c-à-d. les inputs pour la 'courbe de demande');
- Détermination de la contribution à la sécurité d'approvisionnement des différentes technologies pouvant participer au CRM (c-à-d. les '**facteurs de réduction**' ou facteurs de *derating*);
- Détermination de la **limite de prix intermédiaire** dans l'enchère visant à limiter la rémunération de certains participants afin de limiter les coûts du mécanisme;
- Détermination du **prix de référence** et du **prix d'exercice** (c-à-d. le *strike price*) nécessaire pour l'obligation de remboursement en cas de hauts niveaux de prix sur le marché de l'énergie dans le cadre de l'option de fiabilité (c-à-d. la *reliability option*).

⇒ Le **calcul annuel** des paramètres a lieu sur base du **processus de décision** défini dans la Loi Electricité:



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 5

b) Etat des lieux

Elia a pleinement rempli les tâches qui lui ont été assignées pour l'établissement de ce projet d'Arrêté royal Méthodologie. Tous les documents à cet effet ont été soumis aux autorités et sont également disponibles sur le site web d'Elia.

Méthodologie pour ...	Analyse interne en collaboration avec les experts externes	Concertation en comité de suivi et avec les stakeholders	Consultation Publique et rapport	Proposition suite à la consultation publique	Proposition adaptée suite à l'avis de la CREG
La détermination des différents paramètres pour la définition du volume à contracter	✓	✓	✓	✓	✓
Facteurs de réduction	✓	✓	✓	✓	✓
Limite de prix intermédiaire	✓	✓	✓	✓	✓
Prix de référence et d'exercice	✓	✓	✓	✓	✓

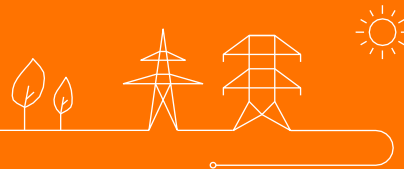
⇒ **Next steps (2020) : Elia effectue les démarches nécessaires en application de la Méthodologie, conformément à la demande des autorités et dans le respect de la proposition d'Arrêté royal soumis à la Commission européenne (voir ci-dessous).**



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 6



Déliverable (ii): Proposition de règles de fonctionnement opérationnel



a) Elia a réalisé une proposition élargie et détaillée de Règles de Fonctionnement du mécanisme du CRM.



De telles Règles de fonctionnement définissent les modalités opérationnelles élargies du CRM. Le processus "proposition d'Elia / consultation publique / approbation formelle de la CREG" est en cours à l'heure actuelle.

Ces règles comprennent:

- **Les critères et modalités de préqualification** afin de s'assurer que les capacités qui souhaitent participer au CRM répondent aux exigences nécessaires (administratives, financières et techniques).
- **Les modalités de l'enchère**, comme par exemple: le mécanisme de formation des prix, le mécanisme d'enchères, les conditions qu'une offre doit satisfaire et les contraintes du réseau.
- **Les obligations de disponibilité** des fournisseurs de capacité et les **pénalités correspondantes** en cas de non-respect de ces obligations.
- Le mécanisme pour l'organisation du **marché secondaire** pour permettre aux fournisseurs de capacité de mieux gérer leurs risques.
- Les règles en matière d'**échange d'informations** entre les acteurs concernés et de **transparence** du mécanisme du CRM.



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 8

b) Etat des lieux 'Règles de Fonctionnement'



Les étapes ci-dessous ont été achevées en 2019 et comprennent une proposition élargie qui décrit et élabore les éléments de design nécessaires tels qu'ils ont été établis après une concertation approfondie et une consultation publique.

Règles de Fonctionnement pour....	Analyse interne en collaboration avec les experts externes	Concertation en comité de suivi et avec les stakeholders	Note explicative EC (DG COMP) par réponse écrite aux commentaires et précisions orales supplémentaires	Consultation publique et rapport	Proposition adaptée suite à la consultation publique
Les critères et modalités de Préqualification (y compris les garanties financières)	✓	✓	✓	✓	✓
Modalités de l'enchère	✓	✓	✓	✓	✓
Obligations de disponibilité et pénalités	✓	✓	✓	✓	✓
Marché secondaire	✓	✓	✓	✓	✓
Echange d'informations et transparence	✓	✓	✓	✓	✓

→ **Next steps (2020) : Elia poursuit le développement de la proposition de règles de fonctionnement opérationnel en vue de l'implémentation et en tenant compte des contributions et des réactions supplémentaires de la CREG et des acteurs de marché afin qu'une proposition formelle puisse être soumise à la CREG en temps utile pour approbation à l'automne 2020. (cf. infra)**



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 9



Progrès dans la mise en œuvre du mécanisme, des enchères et du calcul des paramètres





Progrès dans la mise en œuvre du mécanisme, des enchères et du calcul des paramètres

Alors que 2019 a été dominée par la conception du design (ayant donné lieu à des propositions de méthodologies et de règles de fonctionnement), l'année 2020 est elle axée sur:

- i. L'implémentation du design (processus, procédures, IT,...)
 - ii. La calibration des paramètres nécessaires à la première enchère en 2021
- ➔ Elia fait les préparatifs nécessaires pour être en mesure de remplir ses obligations comme requis par la Loi Electricité dans les délais et de manière qualitative (comme l'organisation du processus de préqualification et de l'enchère ainsi que l'élaboration de propositions de paramètres et l'organisation de consultations publiques)
 - ➔ Conformément aux instructions des autorités, Elia suit les méthodologies proposées par celles-ci, telles qu'elles ont également été soumises à la Commission européenne.



Progrès relatif à la mise en œuvre du mécanisme, des enchères et du calcul des paramètres



(i) L'implémentation du design (processus, procédures, IT,...)

Afin d'être prêt à temps pour la première enchère prévue en octobre 2021, Elia prend notamment les mesures suivantes

- Implémentation du **processus de préqualification**:
 - Compte tenu de la nature globale du CRM et de son caractère novateur pour le marché (et pour Elia), une préparation approfondie et opportune de la mise en œuvre est nécessaire.
- Implémentation du **processus d'enchère** :
 - Compte tenu de la grande importance (financière) d'une enchère correctement menée, de la nécessité d'une transparence suffisante et de l'opposabilité des résultats, il est nécessaire de mettre en œuvre un processus et un algorithme d'enchère professionnels et robustes.
- ➔ Elia a récemment commandé une étude (par la société de consultance indépendante Deloitte) pour développer **les solutions les plus appropriées et les plus rentables**.
- ➔ Les travaux internes **visant à préparer les développements (informatiques) nécessaires** (par exemple l'interface avec les participants au CRM pour la préqualification, le logiciel pour l'exécution des enchères, ...) sont déjà en cours afin d'être prêts à temps.
- ➔ Des travaux externes, en particulier **une concertation plus approfondie avec les acteurs du marché** pour discuter des détails des processus, des procédures et de la plateforme informatique, ont commencé. À cette fin, la documentation nécessaire est mise à la disposition de toutes les parties de manière transparente pour qu'elles puissent faire part de leurs commentaires.

Note : L'implémentation complète va (beaucoup) plus loin et comprend d'autres tâches (légales) pour Elia (par exemple, le contrôle de la disponibilité des capacités contractées), mais la priorité est actuellement accordée aux éléments ci-dessus afin de respecter le calendrier.



Stand van zaken / Etats des lieux CRM | 12

Progrès relatif à l'implémentation du mécanisme, des enchères et du calcul des paramètres



(ii) Le calcul des paramètres nécessaires pour la première enchère en 2021

Conformément à la loi Electricité et selon la méthodologie prévue dans la proposition d'Arrêté royal soumise à la Commission européenne, Elia est tenue de fournir divers éléments permettant une calibration adéquate pour la première enchère en octobre 2021 :

- En ce qui concerne **la détermination de la courbe de la demande**, Elia doit fournir les données et les calculs nécessaires pour que la CREG puisse formuler une proposition et que la Ministre puisse finalement prendre une décision. Les principaux éléments sont les suivants :
 - En vue de déterminer le scénario de référence, l'organisation d'une consultation publique sur : (1) les données et hypothèses des scénarios et les sensibilités éventuellement retenues, (2) la pertinence des sensibilités et les données et hypothèses qui composent les sensibilités, (3) les éléments complémentaires nécessaires au calcul des rentes inframarginales d'une capacité.
 - Préparation d'un rapport de consultation, comprenant des recommandations, sur le choix du scénario et des sensibilités
 - Calcul des rentes inframarginales des capacités selon le scénario et les sensibilités retenus
 - En ce qui concerne **la détermination d'autres paramètres**, Elia doit soumettre les propositions nécessaires pour que la Ministre puisse prendre une décision. Les principaux éléments sont les suivants :
 - Une consultation publique sur la liste restreinte de technologies pour déterminer la limite de prix intermédiaire
 - Proposition de limite de prix intermédiaire, de facteurs de réduction et de prix d'exercice et de référence
- La **consultation publique** mentionnée ci-dessus sera lancée cette semaine après la collaboration et la concertation nécessaires avec le SPF et la CREG, comme le prévoit la proposition d'Arrêté royal. Le matériel de la consultation publique a également été présenté aux acteurs du marché au sein de la Task Force CRM ce 5 mai 2020.
- Elia est en bonne voie pour fournir, à temps, les recommandations, propositions et avis nécessaires comme prévu dans la proposition d'Arrêté royal.



Stand van zaken / Etats des lieux CRM | 13

Publication par Elia de divers documents pour soutenir la suite du processus d'implémentation



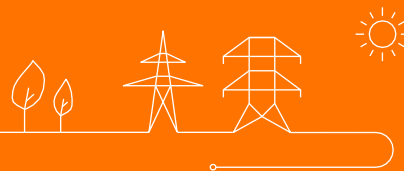
- L'ensemble des informations provenant d'Elia est **accessible publiquement à tout le monde** : <https://www.elia.be/fr/users-group/implementation-crm>
- Elia a également mis divers autres documents d'appui à la disposition de toutes les parties dans le courant de l'année 2020 :
 - Mise à jour des « design notes », après consultation publique, pour les rendre conformes au design tel que notifié par l'État membre à la Commission européenne. Cela permet de se familiariser avec le design de manière accessible.
 - Quatre « use cases » généraux pour différents types de participation au CRM montrent comment le design global fonctionne au moyen d'un exemple détaillé. Cela permet d'aborder le design d'un point de vue plus pratique et donc de mieux le comprendre.
- En vue de l'implémentation du processus de design, Elia a envoyé aux acteurs du marché des informations détaillées sur le processus de préqualification pour obtenir leur avis.
 - Plus de détails sur les règles et procédures formelles
 - Diverses annexes pratiques relatives à la mise en œuvre concrète de ces procédures et règles
 - Des 'use cases' spécifiques relatifs au processus de préqualification
 - Exemples préliminaires de l'interface informatique attendue.



Stand van zaken / Etats des lieux CRM | 14



Conclusion



Elia a respecté le calendrier prévu et est en bonne voie en ce qui concerne les tâches qui lui ont été assignées pour l'implémentation du mécanisme, des enchères et du calcul des paramètres.

- Comme le prévoit la Loi Electricité, Elia a soumis aux autorités publiques (Service public fédéral Economie et Ministre), fin 2019, les éléments suivants:
 - (i) Une proposition de méthodologie pour déterminer les différents paramètres du mécanisme de capacité, et
 - (ii) Une proposition de Règles de fonctionnement opérationnel (processus d'approbation formelle prévu en 2020).
- Elia s'acquitte des tâches qui lui ont été confiées et effectue les préparatifs nécessaires à la première enchère prévue pour octobre 2021 :
 - (i) Les travaux nécessaires et l'implémentation du processus de préqualification et d'enchères seront effectués.
 - (ii) Les mesures nécessaires sont prises en ce qui concerne le calcul des paramètres pour la première enchère.
- Elia continue à assurer un **dialogue permanent et la participation des acteurs du marché par l'intermédiaire de la Task Force CRM** en fournissant et en discutant la documentation nécessaire à l'élaboration et à l'implémentation du design prévu et, bien sûr, par le biais des consultations publiques prévues.
- Elia recherche activement la **coordination nécessaire avec les membres du « comité de suivi »**
- Toutes les informations d'Elia sont **accessibles au public** : <https://www.elia.be/fr/users-group/implementatie-crm>



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 16



Stand van zaken van Elia-taken in het kader van de CRM-wet en verdere instructies

De Kamer – Commissie Klimaat

6 mei 2020



Agenda – Update van Elia-taken

- Voorstel tot **Koninklijk Besluit** betreffende de **Methodologie** van de verschillende parameters in het kader van de bepaling van het **te contracteren capaciteitsvolume**
- Voorstel tot **Werksregels** voor het **capaciteitsvergoedingsmechanisme**
- Voortgang met betrekking tot de **implementatie van het mechanisme, de veilingen & berekening van de parameters**



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 2

Herinnering: de **Methodologie** ter bepaling van verschillende, nodige **parameters** van het mechanisme, en de **operationele werkingsregels** van de CRM



Zoals voorzien in de Elektriciteitswet is Elia belast met

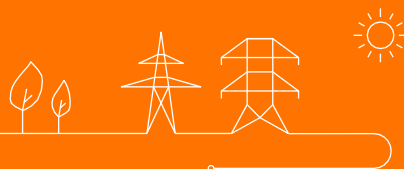
- (i) het voorstellen van een Methodologie ter bepaling van verschillende parameters van het capaciteitsmechanisme, en
 - (ii) het opstellen van de operationele werkingsregels hiervan.
- (i) De Méthodologie wordt finaal vastgelegd per **Koninklijk Besluit** op voorstel van Elia, na publieke consultatie, advies van CREG en FOD Economie
- Een voorstel van Koninklijk Besluit werd gepubliceerd op website van de FOD Economie en verstuurd naar de Europese Commissie
 - De **berekening** van de parameters gebeurt via een jaarlijkse cyclus en wordt vastgelegd per **Ministerieel Besluit** : op voorstel van Elia (op basis van de methodologie in het KB), na publieke consultatie; advies van FOD Economie en de CREG
 - ➔ Een eerste Ministerieel Besluit is voorzien voor maart 2021
- (ii) De **Werkingsregels** worden, na publieke consultatie, finaal **vastgelegd per goedkeuring van de CREG**
- Elia heeft eind 2019 volgens planning de nodige voorstellen, adviezen en andere elementen aangeleverd, waar nodig met inbegrip van wijzigingen ten gevolge van publieke consultatie van de marktpartijen. (cf. toelichting Elia in Commissie Klimaat op 16/12/2019).



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 3



Deliverable (i): Voorstel van Koninklijk Besluit Methodologie: bepaling van de CRM parameters



a) Elia stelt een **Methodologie** voor ter bepaling van volgende **parameters** van het mechanisme als basis voor de jaarlijkse herberekening

- Bepaling van de **verschillende nuttige elementen voor het vastleggen van het te contracteren volume** (i.e. inputs voor de 'vraagcurve');
- Bepaling van de bijdrage tot de bevoorradingszekerheid van verschillende technologieën die kunnen deelnemen aan de CRM (i.e. '**reductiefactoren**' of derating-factoren);
- Bepaling van de **intermediaire prijslimiet** in de veiling met het oog op het beperken van de remuneratie van sommige deelnemers teneinde de kost van het mechanisme te beperken;
- Bepaling van de **referentieprijs en uitoefenprijs** (i.e. strike price) noodzakelijk voor de terugbetalingsverplichting bij hoge prijsniveaus in de energiemarkt in het kader van de betrouwbaarheidsoptie (i.e. reliability option).

⇒ De **jaarlijkse berekening** van parameters vindt plaats op basis van **beslissingsproces** vastgelegd in Elektriciteitswet:



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 5

b) **Stand van zaken**

Elia heeft de haar toegewezen taken voor de tot standkoming van dit KB Methodologie volledig uitgevoerd. Alle documenten hiervoor werden overgemaakt aan de overheid en zijn ook beschikbaar op de website van Elia.

Methodologie voor ...	Interne analyse i.s.m. externe experts	Overleg in het opvolgingscomité en met de stakeholders	Publieke consultatie en verslag	Voorstel na publieke consultatie	Aangepast voorstel na advies van de CREG
Bepaling van verschillende parameters voor het vastleggen van het te contracteren volume	✓	✓	✓	✓	✓
Reductiefactoren	✓	✓	✓	✓	✓
Intermediaire prijslimiet	✓	✓	✓	✓	✓
Referentie- & uitoefenprijs	✓	✓	✓	✓	✓

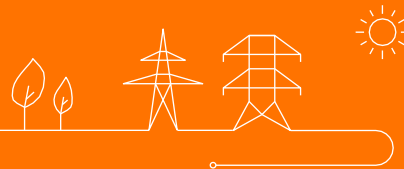
→ **Next steps (2020)** : Elia voert de nodige werkzaamheden uit ter toepassing van de Methodologie conform de vraag van de overheden en in lijn met het voorstel van Koninklijk Besluit zoals ingediend bij de Europese Commissie (cf. infra).



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 6



Deliverable (ii): Voorstel van operationale werkingsregels



a) Elia heeft een uitgebreid en gedetailleerd voorstel aangeleverd voor de Werkingsregels van het CRM mechanisme.



Dergelijke werkingsregels bepalen de uitgebreide operationele modaliteiten van de CRM. Een proces met voorstel van Elia, publieke consultatie en formele goedkeuring door de CREG is momenteel lopende.

Deze regels omvatten:

- **Prekwalificatie criteria en modaliteiten** ter garantie dat de capaciteiten die wensen deel te nemen aan de CRM voldoen aan de noodzakelijke vereisten (administratief, financieel en technisch).
- **Modaliteiten van de veiling**, zoals bijvoorbeeld: het prijsvormingsmechanisme, het veilingsmechanisme, de vereisten waaraan een bieding moet voldoen en de beperkingen van het net.
- **Beschikbaarheidsverplichtingen** van de leveranciers van capaciteit en de **bijhorende penaliteiten** bij niet-naleving van deze verplichtingen.
- Mechanisme voor de organisatie van de **secundaire markt** om ervoor te zorgen dat de capaciteitsleveranciers hun risico's beter kunnen beheren.
- Regels over de **uitwisseling van informatie** tussen de betrokken spelers en met betrekking tot de **transparantie** van het CRM mechanisme.



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 8

b) Stand van zaken 'Werkingsregels'



Onderstaande stappen werd in 2019 voltooid en bevatten een uitgebreid voorstel dat de nodige designelementen beschrijft en uitwerkt zoals tot stand gekomen na uitgebreid overleg en publieke consultatie.

Werkingsregels voor....	Interne analyse i.s.m. externe experts	Overleg in het opvolgingscomité en met de stakeholders	Toelichting EC (DG COMP) per schriftelijk antwoord op feedback en verdere mondelinge verduidelijking	Publieke consultatie en verslag	Aangepast voorstel na publieke consultatie
Prekwalificatie criteria en modaliteiten (inclusief financiële garanties)	✓	✓	✓	✓	✓
Modaliteiten van de veiling	✓	✓	✓	✓	✓
Beschikbaarheidsverplichtingen en penaltiteiten	✓	✓	✓	✓	✓
Secundaire markt	✓	✓	✓	✓	✓
Uitwisseling van informatie en transparantie	✓	✓	✓	✓	✓

→ Next steps (2020) : Elia werkt het voorstel van operationele Werkingsregels verder uit met het oog op de implementatie en rekening houdend met verdere input en feedback van de CREG en de marktpartijen teneinde tijdig een formeel voorstel ter goedkeuring te kunnen voorleggen aan de CREG in het najaar van 2020. (cf. infra)



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 9



Voortgang met betrekking tot implementatie van het mechanisme, de veilingen en berekening van de parameters





Voortgang met betrekking tot implementatie van het mechanisme, de veilingen en berekening van de parameters

Terwijl 2019 hoofdzakelijk in het teken stond van het vastleggen van het design, resulterend in voorstellen van methodologieën en werkingsregels, zal in 2020 de focus vooral liggen op:

- i. Het implementeren van het design (processen, procedures, IT,...)
 - ii. Het kalibreren van de nodige parameters voor de eerste veiling in 2021
- Elia treft de nodige voorbereidingen om tijdig en kwaliteitsvol de haar door de Electriciteitswet toegewezen verplichtingen (zoals de organisatie van het prekwalificatieproces en de veiling maar ook het opstellen van voorstellen voor parameters en de organisatie van publieke consultaties) te kunnen uitvoeren.
- Conform de instructies van de overheid, volgt Elia de door de overheid voorgestelde methodologieën zoals ook ingediend bij de Europese Commissie.



Voortgang met betrekking tot implementatie van het mechanisme, de veilingen en berekening van de parameters



(i) Het implementeren van het design (processen, procedures, IT,...)

Teneinde tijdig klaar te zijn voor de eerste veiling voorzien in oktober 2021 onderneemt Elia in het bijzonder de volgende acties:

- Implementatie van het **prekwalificatieproces**:
 - Gezien het marktbreed karakter van de CRM en gezien het nieuwe karakter van de CRM voor de markt (en voor Elia) is een grondige en tijdige voorbereiding van de implementatie noodzakelijk.
 - Implementatie van het **veilingproces** :
 - Gezien het grote (financiële) belang van een correct uitgevoerde veiling, de nood aan voldoende transparantie en tegenstelbaarheid van de resultaten is het noodzakelijk een professioneel en robuust veilingproces en –algoritme te implementeren
- Elia heeft recent een studie laten uitvoeren (door het onafhankelijk studiebureau Deloitte) **om de meeste gepaste en kosten-efficiënte oplossingen** te ontwikkelen.
- De interne werkzaamheden ter **voorbereiding van de nodige (IT-)ontwikkelingen** (vb. interface met deelnemers aan de CRM voor prekwalificatie, software voor uitvoering veiling,...) zijn reeds lopend om tijdig klaar te zijn.
- De externe werkzaamheden, in het bijzonder een **dieper overleg met de marktpartijen** ter bespreking van de details inzake processen, procedures en IT, zijn opgestart. De nodige documentatie wordt hiervoor transparant ter feedback ter beschikking gesteld voor alle partijen.

Opmerking: De volledige implementatie gaat nog (veel) verder en omvat nog andere (wettelijke) taken voor Elia (vb. monitoring beschikbaarheid van gecontracteerde capaciteit), maar de prioriteit ligt momenteel op bovenstaande elementen om de planning te kunnen respecteren.



Voortgang met betrekking tot implementatie van het mechanisme, de veilingen en berekening van de parameters



(ii) Het berekenen van de nodige parameters voor de eerste veiling in 2021

Conform de Elektriciteitswet en volgens de methodologie voorzien in het voorstel KB ingediend bij de Europese Commissie, dient Elia verschillende elementen aan te leveren die de goede kalibratie voor de eerste veiling in oktober 2021 mogelijk maken:

- Met betrekking tot de **bepaling van de vraagcurve** dient Elia de nodige inputs en berekeningen aan te leveren zodat de CREG een voorstel kan formuleren en finaal de Minister een besluit kan nemen. De voornaamste elementen zijn:
 - Met het oog op de bepaling van het referentiescenario de organisatie van een publieke consultatie over: (1) de gegevens en hypothesen van scenario's en de eventueel geselecteerde gevoeligheden, (2) de relevantie van de gevoeligheden en de gegevens en hypothesen waaruit de gevoeligheden zijn opgebouwd, (3) bijkomende elementen noodzakelijk voor de berekening van de inframarginale inkomsten voor een capaciteit.
 - Opstellen van een consultatierapport, inclusief aanbevelingen, met betrekking tot keuze van scenario en gevoeligheden
 - Berekening van inframarginale inkomsten van capaciteiten volgens het weerhouden scenario/gevoeligheden
 - Met betrekking tot de **bepaling van andere parameters** dient Elia de nodige voorstellen aan te leveren zodat de Minister een besluit kan nemen. De voornaamste elementen zijn:
 - Publieke consultatie met betrekking tot short-list van technologieën ter bepaling van de intermediaire prijslimiet
 - Voorstel van intermediaire prijslimiet, reductiefactoren en uitoefen- en referentieprijs
- Bovenvermelde **publieke consultatie** wordt deze week gelanceerd na de nodige samenwerking en overleg met FOD en CREG zoals voorzien in het voorstel van Koninklijk Besluit. Het pakket van publieke consultatie werd ook reeds toegelicht aan de marktpartijen in de Task Force CRM op 5 mei 2020.
- Elia is 'on track' om de nodige aanbevelingen, voorstellen en adviezen zoals voorzien in het voorstel van Koninklijk Besluit tijdig aan te leveren.



Stand van zaken / Etats des lieux CRM | 13

Publicatie door Elia van verschillende documenten ter ondersteuning van het verdere implementatieproces

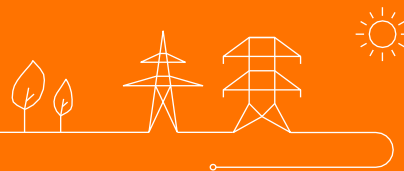


- Alle informatie van Elia is **publiek toegankelijk voor iedereen**: <https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm>
- Elia heeft in de loop van 2020 ook verschillende andere ondersteunende documenten ter beschikking gesteld van alle partijen:
 - Update van de 'design 'design notes', na publieke consultatie, om 'na publieke consultatie, om deze in lijn te brengen te brengen met het design zoals aangemeld door de lidstaat bij aangemeld door de lidstaat bij de Europese Commissie. Dit laat toe om op een toegankelijke manier kennis te nemen van het design.
 - Vier algemene 'use cases' die voor verschillende types van deelname aan de CRM aan de hand van een uitgewerkt voorbeeld tonen hoe het globale design functioneert. Dit laat toe om het design vanuit een praktischer oogpunt te benaderen en het zo beter te begrijpen.
- Met het oog op implementatie van het designproces heeft Elia ter feedback de marktpartijen gedetailleerde informatie toegestuurd met betrekking tot het prekwificatieproces
 - Verder uitgewerkte details van de formele regels en procedures
 - Verschillende praktische annexen met het oog op de concrete invulling van die procedures en regels
 - Specifieke 'use cases' gericht op het prekwificatie proces
 - Voorlopige voorbeelden van de te verwachten IT-interface.



Stand van zaken / Etats des lieux CRM | 14

Conclusie



Elia heeft volgens planning de nodige zaken opgeleverd en is 'on track' met betrekking tot de haar toegewezen taken inzake implementatie van het mechanisme, de veilingen en de berekening van de parameters

- Zoals voorzien in de Elektriciteitswet heeft Elia eind 2019 het volgende overgemaakt aan de publieke autoriteiten (FOD Economie en Minister):
 - (i) Een voorstel van een methodologie ter bepaling van verschillende parameters van het capaciteitsmechanisme, en
 - (ii) Een voorstel van de operationele werkingsregels hiervan (formeel goedkeuringsproces voorzien in 2020).
- Elia voert de haar toegewezen taken uit en treft de nodige voorbereidingen met het oog op de eerste veiling voorzien in oktober 2021:
 - (i) De noodzakelijke werkzaamheden en implementatie van het prekwificatie- en veilingproces worden uitgevoerd.
 - (ii) De nodige stappen worden ondernomen met betrekking tot de berekening van de parameters voor de eerste veiling.
- Elia blijft voorzien in een **permanente dialoog en betrokkenheid van de marktpartijen via de Task Force CRM** door het aanleveren en bespreken van de nodige documentatie ter uitwerking en implementatie van het voorziene design en vanzelfsprekend ook via de te voorziene publieke consultaties.
- Elia zet zich actief in voor de nodige **afstemming met de leden van het "opvolgingscomité"**.
- Alle informatie van Elia is **publiek toegankelijk voor iedereen**: <https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm>



B. 1. DG ÉNERGIE - AD ENERGIE

Réponses de suivi de la Commission
parlementaire du 6/5 – DG Energie

Version du 26/05/2020

VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG – ELIA – DG Energie

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-fractie

1- (NL) De betrouwbaarheidsnorm die momenteel in België wordt toegepast (LOLe) zal wellicht wijzigen in het kader van de Europese verordening. Werden sensitiviteiten opgenomen die hierop anticiperen, dus waarbij verschillende LOLe's voorzien worden? Zo niet is het mogelijk om dit nog te doen? En wat zou daarvan mogelijke impact zijn op volumebepaling en kostprijs?

Bij adequacy-analyses wordt vertrokken van een bepaald scenario en eventuele sensitiviteiten met betrekking tot bepaalde inputgegevens (productiepark, flexibele middelen, elektriciteitsvraag, situatie in het buitenland, enz). Na een simulatie van dit scenario en deze sensitiviteiten in een model, volgen de overeenkomstige LOLe-waarden. De LOLe-waarde, die het voorziene aantal uren weergeeft gedurende dewelke de lading niet gedekt zal kunnen worden, is dus een output en geen input van het model.

Deze waarde kan dan vergeleken worden met het bevoorradingszekerheidscriterium. In België is wettelijk bepaald dat het aantal uren waarop de lading mogelijk niet gedekt wordt voor een statistisch normaal jaar maximaal 3 uur mag bedragen, en voor een statistisch uitzonderlijk jaar maximaal 20 uur:

29 APRIL 1999. - Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt**Art. 7bis**

"§ 2. Het niveau van bevoorradingszekerheid dat moet worden bereikt, wordt bepaald door :

1° desgevallend, de geharmoniseerde normen vastgesteld door de in deze aangelegenheid bevoegde Europese instellingen;

2° bij het ontbreken van geharmoniseerde normen op Europees niveau, desgevallend de geharmoniseerde normen vastgesteld op regionaal niveau, inzonderheid op het niveau van de Centraal-West-Europese elektriciteitsmarkt;

3° bij het ontbreken van zulke normen, een berekening van een LOLe van minder dan 3 uur en van een LOLe95 van minder dan 20 uur, aan de hand waarvan de ontbrekende ladingsvolumes, noodzakelijk voor de verzekering van de bevoorradingszekerheid, worden bepaald."

Wanneer blijkt dat het criterium niet behaald wordt, kan vervolgens gekeken worden naar de capaciteit die nodig is om het wel te bereiken. Dit wordt gewoonlijk gedaan in stappen van 100MW. In de vorige Adequacy and Flexibility studie van Elia vindt men zo bijvoorbeeld verschillende waarden voor de benodigde bijkomende capaciteit om het bevoorradingscriterium te behalen, variërend in functie van verschillende scenario's en sensitiviteiten. In de jaarlijkse rapporten die gemaakt worden in het kader van de strategische reserve vinden we ook de verschillende LOLe-waarden terug die berekend werden voor het scenario en een HiLo sensitiviteit, en de eventuele capaciteit die nodig is om het criterium te bereiken.

De elektriciteitsverordening 2019/943, dewelke in werking is getreden op 1 januari 2020, voorziet in haar artikel 23 dat een betrouwbaarheidsnorm voortaan uitgedrukt zal moeten worden in termen van LOLE (“Loss of Load Expectation”) en EENS (“Expected Energy Not Served”) en dat deze vastgesteld zal moeten worden volgens een Europese methodologie. Ondertussen heeft het ENTSB (“Europees netwerk van transmissiesysteembeheerders”), zoals voorgeschreven door de verordening, een voorstel van methodologie ingediend bij ACER (“Europees Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators”), die hierop momenteel een consultatie uitvoert. Te noteren valt dat ENTSB in zijn voorstel aanbeveelt om de norm enkel in termen van LOLE uit te drukken, in afwezigheid van een economisch onderbouwd beoogd niveau van EENS. Eens deze methodologie goedgekeurd is, zal de lidstaat vervolgens een betrouwbaarheidsnorm moeten vaststellen, na een voorstel door de nationale regulator.

Zonder een voorafname te willen doen op de Europese methodologie, het daarop gebaseerde voorstel van de regulator en de uiteindelijke beslissing door de wetgever: mocht de wetgever beslissen om een andere dan vandaag vastgelegde LOLE-waarde te weerhouden als bevoorradingszekerheids criterium, m.a.w. om een hoger dan wel lager aantal uren te aanvaarden waarop de lading mogelijk niet gedekt wordt, zal dit - volgens de methode zoals aangemeld bij de Europese Commissie - een invloed hebben op de vraagcurve van de veilingen die in het kader van het CRM georganiseerd zullen worden:

“Koninklijk Besluit tot vaststelling van de berekeningsmethode van het noodzakelijke capaciteitsvolume en de parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme”

Art. 8 §1:

“Deze parameters vormen samen een vraagcurve die de criteria voor de bevoorradingszekerheid, die worden geëist door artikel 7undecies, § 3, van de wet van 29 april 1999, respecteert en toelaat om na afloop van de twee veilingen voor hetzelfde leveringsjaar het economische optimum van het systeem te bereiken, dat wordt gekenmerkt door het feit dat de LOLE vermenigvuldigd met de waarde van de verwachte niet-geleverde energie gelijk is aan de brutokosten van een nieuwkomer.”

Met name het punt B van de vraagcurve “heeft tot doel ervoor te zorgen dat het niveau van bevoorradingszekerheid bedoeld in artikel 7undecies, §3 van de wet van 29 april 1999, wordt bereikt.” De twee andere punten A en C van de vraagcurve zijn afgeleid van dit punt.

Dit betekent dat – gespreid over twee veilingen - een volume geveild wordt dat toelaat om onze bevoorradingszekerheid te waarborgen, maar dat ook rekening houdt met het door de wetgever aanvaarde risico op een aantal uren waarop de lading mogelijk niet gedekt wordt, dus na aftrek van het volume dat daarmee overeen komt. Indien een hogere of lagere LOLE-waarde bepaald wordt, zal deze aftrek dus groter dan wel lager zijn en zal de vraagcurve – alle andere zaken gelijk blijvend – naar links of rechts opschuiven.

De besparing/meerkost die hiermee gerealiseerd wordt in het CRM moet uiteraard afgewogen worden tegen een grotere dan wel kleinere kans op realisatie van een schaarste of Loss of Load en de kosten die daarmee gepaard gaan.

Tot slot: het uiteindelijk aangekochte volume – en de daaruit volgende kostprijs - is uiteraard ook nog afhankelijk van andere parameters en van de aanbodcurve, d.i. de biedingen door de capaciteitshouders.

1-(FR) La norme de fiabilité actuellement appliquée en Belgique (LOLE) changera peut-être dans le cadre du Règlement européen. Des sensibilités qui l'anticipent, c'est-à-dire qui prévoient différents LOLE, ont-elles été reprises ? Dans le cas contraire, est-il encore possible de le faire ? Et quel en serait l'impact éventuel sur la détermination du volume et sur le coût ?

Les analyses sur l'adéquation partent d'un certain scénario et de sensibilités éventuelles en ce qui concerne certaines données d'entrée (parc de production, moyens flexibles, demande en électricité, situation à l'étranger, etc.). Après une simulation de ce scénario et de ces sensibilités dans un modèle, les valeurs LOLE correspondantes suivent. La valeur LOLE, qui représente le nombre d'heures prévues pendant lesquelles la charge ne sera pas couverte, est donc un output, et non un input du modèle.

Cette valeur peut alors être comparée au critère de sécurité d'approvisionnement. En Belgique, la loi stipule que le nombre d'heures pendant lesquelles la charge peut ne pas être couverte pour une année statistiquement normale peut être de 3 heures au maximum, et de 20 heures au maximum pour une année statistiquement exceptionnelle.

29 AVRIL 1999. - Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité

Art. 7bis

« § 2. Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre est déterminé par :

1° le cas échéant, des normes harmonisées établies par les institutions européennes compétentes en la matière ;

2° en l'absence de normes harmonisées au niveau européen, les normes harmonisées fixées le cas échéant au niveau régional, en particulier au niveau du marché de l'électricité du Centre Ouest de l'Europe ;

3° en l'absence de telles normes, un calcul de LOLE inférieur à 3 heures et de LOLE95 inférieur à 20 heures, par lequel les volumes de puissance manquants nécessaires à assurer la sécurité d'approvisionnement sont déterminés.

Lorsqu'il s'avère que le critère n'est pas atteint, l'on peut ensuite regarder la capacité nécessaire pour l'atteindre. Cela se fait généralement par étapes de 100MW. Dans la précédente étude d'Elia intitulée « Adequacy and Flexibility », l'on trouve ainsi par exemple différentes valeurs pour la capacité supplémentaire nécessaire pour atteindre le critère d'approvisionnement, lequel varie en fonction de différents scénarios et sensibilités. Dans les rapports annuels établis dans le cadre de la réserve stratégique, nous retrouvons également les différentes valeurs LOLE qui ont été calculées pour le scénario et une sensibilité HiLo, ainsi que la capacité éventuelle nécessaire pour atteindre le critère.

Le Règlement 2019/943 relatif à l'électricité, qui est entré en vigueur le 1er janvier 2020, prévoit en son article 23 qu'une norme de fiabilité devra désormais être exprimée en termes de LOLE (« Loss of Load Expectation ») et de EENS (« Expected Energy Not Served »), et que celle-ci devra être déterminée selon une méthodologie européenne. Entre-temps, ENTSOE (« Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité ») a, tel que prescrit par le règlement, introduit une proposition de méthodologie auprès de l'ACER (« Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie ») qui réalise actuellement une consultation sur celle-ci. À noter que ENTSOE recommande dans sa proposition d'exprimer la norme uniquement en termes de LOLE, en l'absence d'un niveau visé de EENS économiquement fondé. Une fois que cette méthodologie aura été approuvée, l'État membre devra ensuite déterminer une norme de fiabilité, après une proposition par le régulateur national.

Sans vouloir anticiper la méthodologie européenne, la proposition du régulateur basée sur celle-ci et la décision finale du législateur : si le législateur décide d'utiliser une valeur LOLE différente de celle déterminée aujourd'hui comme critère de sécurité d'approvisionnement, autrement dit d'accepter un nombre d'heures supérieur ou inférieur pendant lequel la charge peut ne pas être couverte, cela aura, selon la méthode telle que notifiée à la Commission européenne, un impact sur la courbe de demande des enchères qui seront organisées dans le cadre du CRM :

« Arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité »

Art. 8, §1^{er} :

« Ces paramètres forment ensemble une courbe de demande qui satisfait les critères de la sécurité d'approvisionnement qui sont requis par l'article 7undecies, §3, de la loi du 29 avril 1999, et permet d'atteindre, à la fin des deux enchères pour la même année de livraison, l'optimum économique du système caractérisé par le fait que le LOLE multiplié par la valeur de l'énergie non distribuée attendue soit égale au coût brut d'un nouvel entrant. »

En effet, le point B de la courbe de demande « vise à garantir l'atteinte du niveau de sécurité d'approvisionnement, visé à l'article 7undecies, §3 de la loi du 19 avril 1999 ». Les deux autres points A et C de la courbe de demande sont déduits de ce point.

Cela signifie que, réparti sur deux enchères, un volume est mis aux enchères, lequel permet de garantir notre sécurité d'approvisionnement, mais lequel tient également compte du risque accepté par le législateur durant un nombre d'heures pendant lesquelles la charge peut ne pas être couverte, c'est-à-dire après déduction du volume correspondant. Si une valeur LOLE supérieure ou inférieure est déterminée, cette déduction sera donc supérieure ou inférieure et la courbe de demande, toutes choses égales par ailleurs, - se déplacera vers la gauche ou la droite.

L'économie/le surcoût qui est ainsi réalisé(e) dans le CRM doit bien sûr être pesé(e) avec une probabilité plus ou moins grande de réalisation d'une pénurie ou d'une « Loss of Load », et les coûts y afférents.

Enfin, le volume finalement acheté, et le coût qui en résulte, dépend bien sûr aussi d'autres paramètres et de la courbe d'offre, c'est-à-dire des enchères des détenteurs de capacités.

2- (NL) Zou een mogelijkheid ook zijn om het verplicht niveau van leveringszekerheid te laten variëren bij verschillende consumentengroepen? Vandaag gelden de zelfde strenge criteria voor iedereen, terwijl sommige consumenten misschien bereid zijn in contracten met vraagsturing te stappen. Kan onderzocht worden wat de sociaal-economische impact zou zijn van verschillende criteria per consumentengroep, en hoe dat de bevoorradingskloof zou beïnvloeden?

De mogelijkheid om de impact van de CRM op de factuur van de consument die bereid zou zijn om zijn vraag te sturen te laten evolueren, is nog niet het onderwerp geweest van diepgaande studies. Na de identificatie van de financieringsoptie had de AD Energie het Parlement immers meegedeeld dat het nodig zou zijn om te bepalen hoe de kosten van de CRM zouden worden doorgerekend op de factuur van de consument (verbruikt volume / capaciteit / piekverbruik ...) (zie slide 17 "next steps" van de PWC-presentatie aan de klimaatcommissie van 18.12.2019). Deze stap is nog niet geanalyseerd en moet pas worden geanalyseerd als de financieringsoptie vastgesteld is.

Wat betreft het potentiële vraagbeheer van residentiële consumenten zou er een brede invoering van smart meters moeten komen. Dit is echter een regionale bevoegdheid. Inderdaad, als sommige consumenten bereid zijn zich voor een beter tarief te laten "afschakelen", gaat dit hand in hand met een gepaste consumptiemeting.

Wat de impact van de kosten van CRM per categorie van consumenten betreft, hebben ELIA en de CREG in 2018, op verzoek van de minister, een studie uitgevoerd die dezelfde orde van grootte gaf.

De assumpties waren de volgende :

- Kost 350M€/jaar
- Prijs excl BTW
- Basisjaar 2017
- Optie 1 (ODV per kWh)

Voor ELIA (analyse van 03.07.2018) werd de volgende tabel gepresenteerd:

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.500.000	7.789.845,34 €
Heel grote industriële klant	1.000.000	5.193.230,23 €
Heel grote industriële klant	500.000	2.596.615,11 €
Grote industriële klant	100.000	519.323,02 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	129.830,76 €
Kleine industriële klant	10.000	51.932,30 €
Kleine industriële klant	1.000	4.705,26 €
KMO	50	235,26 €
Huishouden	3,5	16,47 €

Voor de CREG (analyse van 29.06.2018) werd de volgende tabel gepresenteerd:

Option 1a – Approximation de l'impact sur la facture de clients types (HTVA)

	Coût
Type de client final	additionnel
	EUR/an HTVA
Très gros industriel	2.620.239
Gros industriel	524.048
Industriel moyen	131.012
Petit industriel	52.405
PME	237
Ménage	17

De AD Energie heeft deze twee studies vervolgens gebruikt als basis voor verdere werkzaamheden met PWC, die op 18.12.2018 aan de klimaatcommissie werden voorgesteld.

2-(FR) Serait-il également possible de faire varier le niveau obligatoire de sécurité d'approvisionnement pour différents groupes de consommateurs ? Aujourd'hui, les mêmes critères stricts s'appliquent à tous, tandis que certains consommateurs peuvent être disposés à conclure des contrats liés à leur demande. Pourrait-on étudier l'impact socio-économique de différents critères par groupe de consommateurs, et comment cela affecterait le déficit de l'offre ?

La possibilité de faire évoluer l'impact du CRM sur la facture du consommateur qui serait prêt à gérer sa demande n'a pas encore fait l'objet d'études approfondies. En effet, après l'identification de l'option de financement, la DG Energie avait informé le Parlement qu'il faudrait déterminer la façon dont les coûts du CRM seraient répercutés sur la facture du consommateur (volume consommé/ capacité/ consommation à la pointe...) (cf. slide 17 « next steps » de la présentation PWC à la Commission Climat du 18.12.2019). Cette étape n'est pas encore analysée ; et ne devait l'être qu'à partir du moment où l'option de financement serait déterminée.

Pour ce qui concerne la gestion de la demande potentielle par les consommateurs résidentiels, il faudrait un déploiement généralisé des compteurs intelligents. Or, il s'agit d'une compétence régionale. En effet, si certains consommateurs sont prêts à se faire « délester » contre un meilleur tarif, cela va de pair avec une installation de comptage adéquate.

En ce qui concerne l'impact du coût du CRM par catégorie de consommateurs, ELIA et la CREG avaient réalisé une étude en 2018, à la demande de la Ministre, qui ont donné les mêmes ordres de grandeurs.

Les hypothèses étaient les suivantes :

- Coût de 350M€/an
- Prix HTVA
- Année de base 2017
- Option 1 (OSP par kWh)

Pour ELIA (analyse du 03.07.2018), le tableau suivant a été présenté :

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.500.000	7.789.845,34 €
Heel grote industriële klant	1.000.000	5.193.230,23 €
Heel grote industriële klant	500.000	2.596.615,11 €
Grote industriële klant	100.000	519.323,02 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	129.830,76 €
Kleine industriële klant	10.000	51.932,30 €
Kleine industriële klant	1.000	4.705,26 €
KMO	50	235,26 €
Huishouden	3,5	16,47 €

Pour la CREG (analyse du 29.06.2018), le tableau suivant a été présenté :

Option 1a – Approximation de l'impact sur la facture de clients types (HTVA)

Type de client final	Coût additionnel EUR/an HTVA
Très gros industriel	2.620.239
Gros industriel	524.048
Industriel moyen	131.012
Petit industriel	52.405
PME	237
Ménage	17

La DG Energie a ensuite repris ces deux études comme base pour mener la suite des travaux avec PWC qui ont été présentés le 18.12.2018 à la Commission Climat.

3-(NL) Op een aantal opmerkingen van de CREG antwoordde de FOD dat deze zullen meegenomen worden bij toekomstige analyses. Maar zal dit dan nog op tijd zijn voor de veiling van T-4? Het gaat bijvoorbeeld over:

« les directives de ENTSO-e/ACER devant être publiées courant 2020 dans le cadre du Clean Energy Package, elles seront prises en compte par le Comité de suivi de l'analyse publiée en 2021 et relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans » ;
 « de AD Energie van de FOD Economie sluit zich bij de CREG aan als deze met de historische klimaatjaren meer rekening wenst te houden teneinde de potentiële effecten van de klimaatverandering op de adequacy van het Belgische elektriciteitssysteem zo goed mogelijk te weerspiegelen; dit zal gebeuren zodra de wetenschappelijke elementen beschikbaar zullen zijn”.

De elektriciteitswet voorziet in haar artikel 7bis §4bis in een tweejaarlijkse analyse “met betrekking tot de noden van het Belgische elektriciteitssysteem inzake de toereikendheid en de flexibiliteit van het land voor de komende tien jaar”. De volgende “Adequacy en Flexibility-study”, uitgevoerd door Elia in samenwerking met de AD Energie en het Federaal Planbureau en in overleg met de CREG, moet gepubliceerd worden in 2021.

De Europese methodologieën zouden in de loop van dit jaar vastgelegd moeten worden. Eventuele methodologische wijzigingen die hieruit volgen zullen dus normalerwijze in aanmerking genomen kunnen worden in de komende studie.

De AD Energie heeft vernomen dat de studie besteld door CREG naar de invloed van de historische klimaatjaren recent is afgerond. De conclusies die hieruit getrokken kunnen worden, kunnen dus eveneens besproken worden in de werkgroep die deze studie zal voorbereiden.

Er dient echter een onderscheid gemaakt te worden tussen deze studie, waarop de opmerkingen van de FOD betrekking hadden, en de volumebepaling voor de CRM-veilingen. Inderdaad, de tweejaarlijkse studie is een zogenaamd “national resource adequacy assessment”, dat moet toelaten om over een langere horizon de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening van een land te evalueren (zie ook artikels 23 en 24 van de Elektriciteitsverordening 2019/943).

De volumebepaling voor de CRM-veilingen vertrekt weliswaar ook vanuit een adequacy-analyse, maar met een heel andere horizon, een specifieke methodologie en een andere kalender: indien men de mogelijkheid wenst te behouden om de eerste veiling in oktober 2021 te laten doorgaan, dienen de voorbereidingen reeds vandaag te starten. Daarom is ook op 5 mei door Elia de publieke consultatie gestart over het scenario dat gebruikt moet worden ter bepaling van het volume, met het oog op de modellering en berekening ervan tijdens de zomer. De methodologie die daarbij gebruikt wordt moet, zoals bepaald in het aangemelde “Koninklijk Besluit tot vaststelling van de berekeningsmethode van het noodzakelijke capaciteitsvolume en de parameters die nodig zijn voor de organisatie van de veilingen in het kader van het capaciteitsvergoedingsmechanisme”, in lijn zijn met de Europese studies en methodologieën voor zover beschikbaar.

Het lijkt de AD Energie niet mogelijk om reeds voor de eerste volumeberekening een andere dan de Europese aanpak met betrekking tot de te hanteren klimaatjaren te hanteren. Gegeven divergente studies die in de literatuur gevonden worden omtrent dit thema, is een grondige bespreking noodzakelijk omtrent de conclusies die uit de CREG-studie getrokken kunnen worden. Tot zolang lijkt het ons aangewezen niet af te wijken van de methodologie zoals deze door ETNSB gevolgd wordt in de MAF-studie.

3-(FR) À un certain nombre de remarques de la CREG, le SPF Économie a répondu que celles-ci seront prises en compte lors de futures analyses. Mais cela pourra-t-il encore se faire à temps avant l'enchère T-4 ? Cela concerne par exemple :

« les directives de ENTSO-e/ACER devant être publiées courant 2020 dans le cadre du Clean Energy Package, elles seront prises en compte par le Comité de suivi de l'analyse publiée en 2021 et relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans » ;

« la DG Énergie du SPF Économie rejoint la CREG lorsque celle-ci souhaite davantage tenir compte des années climatiques historiques afin de refléter au mieux les effets potentiels du changement climatique sur l'adéquation du système électrique belge ; cela se fera dès que les éléments scientifiques seront disponibles ».

La loi relative à l'électricité prévoit dans son article 7bis, §4bis, une analyse biennale « relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans ». La prochaine « Adequacy and Flexibility Study », réalisée par Elia en collaboration avec la DG Energie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG, doit être publiée en 2021.

Les méthodologies européennes devraient être définies dans le courant de cette année. Les éventuels changements méthodologiques qui en résulteraient, seront donc normalement pris en compte dans la prochaine étude.

La DG Energie a appris que l'étude commandée par la CREG sur l'influence des années climatiques historiques a été récemment terminée. Les conclusions qui peuvent en être tirées pourront donc également être discutées au sein du groupe de travail qui préparera cette étude.

Il convient cependant de faire une distinction entre cette étude, qui a fait l'objet des commentaires du SPF, et la détermination du volume pour les enchères du CRM. En effet, l'étude biennale est ce que l'on appelle une « national resource adequacy assessment » qui doit permettre d'évaluer l'adéquation de l'approvisionnement en électricité d'un pays sur un horizon plus long (voir également les articles 23 et 24 du Règlement 2019/943 sur l'électricité).

La détermination du volume des enchères du CRM part également d'une analyse d'adéquation, mais avec un horizon complètement différent, une méthodologie spécifique et un autre calendrier : si l'on veut conserver la possibilité d'organiser la première enchère en octobre 2021, les préparatifs doivent commencer dès aujourd'hui. C'est pourquoi Elia a lancé le 5 mai la consultation publique sur le scénario qui doit être utilisé pour déterminer le volume, en vue de le modéliser et de le calculer pendant l'été. La méthodologie à utiliser, telle que définie dans l'« Arrêté royal fixant la méthode de calcul du volume de capacité nécessaire et des paramètres nécessaires pour l'organisation des enchères dans le cadre du mécanisme de rémunération de capacité » annoncé, doit être conforme aux études et méthodologies européennes, pour autant que celles-ci soient disponibles.

Il ne semble pas possible pour la DG Energie de déjà utiliser une approche différente de celle de l'Europe en ce qui concerne les années climatiques à utiliser pour le premier calcul du volume. Étant donné les études divergentes trouvées dans la littérature sur ce thème, une discussion approfondie est nécessaire en ce qui concerne les conclusions qui peuvent être tirées de l'étude de la CREG. Jusqu'à présent, il nous semble approprié de ne pas s'écarter de la méthodologie telle que suivie par ENTSOE dans l'étude du MAF.

4- (NL) Indien deze informatie niet vroeg genoeg beschikbaar is om in de T-4-veilingen te worden opgenomen, kunnen de veilingen dan worden uitgesteld? Als deze veilingen worden uitgesteld, wat is dan het risico voor de bevoorradingzekerheid (in LOLE en voor welke jaren precies)?

Er dient op gewezen te worden dat het CRM voorziet in twee veilingen voor één leveringsjaar – één veiling vier jaar op voorhand en één veiling een jaar op voorhand - precies om toe te laten eventuele evoluties in de realiteit of in de methodologie op te vangen.

Een uitstel van de eerste T-4 veiling brengt met zich mee dat bepaalde capaciteiten de facto worden uitgesloten van de veiling (ie nieuwe gascentrales), aangezien zij door de verkorte aanlooptijd niet meer in de mogelijkheid zouden zijn om beschikbaarheid te zijn in het leveringsjaar. Naast het juridische risico dat dit met zich meebrengt (ongelijke behandeling/technologieneutraliteit), vormt dit een risico voor de bevoorradingzekerheid en kan dit tot een hogere kostprijs leiden.

Wat betreft het juridische risico, kan bijvoorbeeld gewezen worden op de uitspraak die de Europese Commissie recent nog gedaan heeft in haar beslissing C(2019)7610 met betrekking tot het CRM in het UK: *“(283) [...] However, the organisation of T-4 auctions is necessary to ensure compliance with paragraph (226) of the EEAG, i.e. allow sufficient lead time for new investments”*.

Wat betreft het risico met betrekking tot de bevoorradingzekerheid en de kostprijs: het precieze volume dat gevraagd moet worden voor het eerste leveringsjaar moet nog berekend worden, maar uit eerdere studies is gebleken dat er een aanzienlijk volume aan nieuwe capaciteiten nodig zal zijn in 2025. Indien de eerste veiling later wordt georganiseerd en bepaalde capaciteiten daardoor niet meer kunnen deelnemen door hun langere aanlooptijd, neemt enerzijds het risico toe dat onvoldoende nieuwe capaciteiten gevonden zullen worden, en wordt er anderzijds een opwaartse druk op de prijzen uitgeoefend omdat potentieel duurdere capaciteiten geselecteerd zullen moeten worden en de concurrentie binnen de veiling afneemt.

4 – (FR) Dans l'éventualité où ces informations ne seraient pas disponibles suffisamment tôt que pour être intégrées dans les enchères T-4, les enchères pourraient-elles être postposées ? Dans l'éventualité où ces enchères seraient postposées, quel sera le risque pour la sécurité d'approvisionnement ? (en LOLE et pour quelles années précisément).

Il convient de noter que le CRM prévoit deux enchères pour une seule année de livraison (une enchère quatre ans à l'avance et une enchères un an à l'avance), pour permettre justement de faire face à d'éventuelles évolutions dans la réalité ou dans la méthodologie.

Un report de la première enchère T-4 implique que certaines capacités soient de facto exclues de l'enchère (c'est-à-dire des nouvelles centrales au gaz), étant donné qu'elles ne pourraient plus être disponibles au cours de l'année de livraison en raison de la période de démarrage réduite. Outre le risque juridique que cela implique (inégalité de traitement/neutralité technologique), cela constitue un risque pour la sécurité d'approvisionnement et cela peut entraîner un coût plus élevé.

En ce qui concerne le risque juridique, l'on peut par exemple renvoyer au jugement récent de la Commission européenne dans sa décision C(2019)7610 en ce qui concerne le CRM au Royaume-Uni : « (283) [...] However, the organisation of T-4 auctions is necessary to ensure compliance with paragraph (226) of the EEAG, i.e. allow sufficient lead time for new investments. »

En ce qui concerne le risque pour la sécurité d'approvisionnement et le coût : le volume exact à mettre aux enchères pour la première année de livraison doit encore être calculé, mais des études précédentes ont montré qu'un volume considérable de nouvelles capacités sera nécessaire en 2025. Si la première enchère est organisée plus tard et que certaines capacités ne peuvent de ce fait plus participer en raison de leur période de démarrage plus longue, d'une part le risque augmente qu'il y ait de nouvelles capacités insuffisantes et d'autre part une pression à la hausse est exercée sur les prix parce que des capacités potentiellement plus chères devront être sélectionnées et que la concurrence au sein de l'enchère diminue.

5 – (NL) Op welke manier kan ervoor gezorgd worden dat er voldoende prikkels blijven voor energie-efficiëntie, vraagsturing en flexibilisering van het energiesysteem, aangezien dit essentieel is om te evolueren naar een klimaatneutraal energiesysteem.

Het CRM is technologie-neutraal. Dit wil zeggen dat alle technologieën, dus ook deze die deze evoluties ondersteunen, kunnen deelnemen aan het mechanisme met het oog op het bekomen van steun. Heel wat aspecten in het design van het mechanisme zijn er daarenboven op gericht om de deelname van flexibele middelen te bevorderen: de organisatie van een veiling één jaar op voorhand, met reservatie van een minimumvolume voor deze veiling (vraagsturing kan zich algemeen gesteld moeilijker verbinden aan een langere aanlooptijd van vier jaar), aggregatie is toegelaten en doorheen het gehele design is er oog voor de specificiteiten ervan, enz.

Daarnaast kan een financieringsmechanisme potentieel ook bepaalde prikkels geven in ene of gene richting.

5-(FR) Comment veiller à ce qu'il reste suffisamment de stimuli pour l'efficacité énergétique, la gestion de la demande et la flexibilisation du système énergétique, étant donné que c'est essentiel pour évoluer vers un système énergétique neutre pour le climat ?

Le CRM est neutre d'un point de vue technologique. Cela signifie que toutes les technologies, c'est-à-dire aussi celles qui soutiennent ces évolutions, peuvent participer au mécanisme en vue d'obtenir un soutien. En outre, de nombreux aspects dans la conception du mécanisme visent à promouvoir la participation de moyens flexibles : l'organisation d'une enchère un an à l'avance, avec réservation d'un volume minimal pour cette enchère (en général, la gestion de la demande est plus difficile à associer à une période de démarrage plus longue de 4 ans), l'agrégation est autorisée, et les spécificités de l'enchère sont prises en compte tout au long de la conception, etc.

En outre, un mécanisme de financement peut potentiellement fournir aussi certains stimuli dans un sens ou dans un autre.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-fractie

1-(FR) Quelles sont les dégressivités mises en place pour la surcharge off-shore; le mécanisme est-il bien compatible avec les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aide d'Etat ?

Dans les études d'ELIA et de la CREG réalisées lors de l'été 2018, la Ministre avait demandé des simulations de dégressivité basées sur le mécanisme de dégressivité off-shore, soit :

0-20MWh/an	:0%
20-50MWh/an	:-15%
50 - 1000 MWh/an	:-20%
1000 - 25000 MWh/an	:-25%
>25000 MWh/an	:-45%
Maximum 250 000€ par site de consommation et par an	

Cette ristourne est accordée par le fournisseur à ses clients en fonction de leur consommation. La manque à gagner du fournisseur est couvert par le budget de l'Etat.

Cependant, la CREG a attiré l'attention de la Ministre dans son analyse, sur le caractère non pérenne de la dégressivité appliquée à la surcharge off-shore (pg 5/10) étant donné l'« examen actuellement en cours par la DG COMP du mécanisme de dégressivité ».

C'est pourquoi, lorsque la DG Energie a reçu la compétence, par la Loi CRM, d'élaborer un mécanisme de financement, elle a analysé, dans le cadre de l'élaboration de son outil d'aide à la décision pour le financement (avec l'aide de son consultant PWC) des mécanismes de dégressivité potentiellement compatibles avec les lignes directrices en matière d'Aides d'Etat.

Dans le développement de l'option 1 de financement (OSP), PWC a identifié deux mécanismes de dégressivité possibles :

- 1) une dégressivité basée sur les lignes directrices EEAG ; ciblant les secteurs électro-intensifs exposés à une concurrence importante décrits dans l'annexe 3 (cf. slide ci-dessous),
- 2) une dégressivité basée sur modèle de dégressivité du CRM polonais, en cours d'analyse par la DG COMP, soumis à une 'in-depth investigation' depuis mars 2019 (cf. slide ci-dessous).

Pour réaliser des simulations, la DG Energie (et son consultant PWC) a pu utiliser, sous condition de confidentialité, les données de 2014 de la CREG récoltées dans son étude « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers » (Etude (F) 20190507).

La ristourne accordée peut être répercutée sur le reste de l'enveloppe des consommateurs ; les simulations réalisées par PWC sont détaillées dans les slides ci-dessous.

Ces analyses ont été présentées par PWC au Cabinet de Madame la Ministre, dans le cadre de la présentation de l'outil d'aide à la décision pour le financement (novembre 2019).

1) La dégressivité basée sur les lignes directrices EEAG :

Analysis of reduction contribution on option 1

Literature review

1. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020

> 3.7.2 Aid in the form of reduction in the funding of support for energy renewable sources

- a) (185) The aid should be limited to sectors that are exposed to a risk to their competitive position due to the costs resulting from the funding of support to energy from renewable sources as a function of their electro-intensity and their exposure to international trade. Accordingly, the aid can only be granted if the undertaking belongs to the sectors listed in Annex 3.
- b) (186) In addition, to account for the fact that certain sectors might be heterogeneous in terms of electro-intensity, a Member State can include an undertaking in its national scheme granting reductions from costs resulting from renewable support if the undertaking has an electro-intensity of at least 20 % and belongs to a sector with a trade intensity of at least 4 % at Union level, even if it does not belong to a sector listed in Annex 3.
- c) (188) The Commission will consider the aid to be proportionate if the aid beneficiaries pay at least 15 %* of the additional costs without reduction.
- d) (189) However, given the significant increase of renewable PSO tariffs in recent years, an own contribution of 15 % of the full renewable surcharge might go beyond what undertakings particularly affected by the burden can bear. Therefore, when needed, Member States have the possibility to further limit the amount of the costs resulting from financing aid to renewable energy to be paid at undertaking level to 4 % of the gross value added of the undertaking concerned. For undertakings having an electro-intensity of at least 20 %, Member States can limit the overall amount to be paid to 0,5 % of the gross value added of the undertaking concerned.

*It means that 56% is the maximum reduction a State could allow. The cap and super cap are additional measures a member State can implement if it deems it necessary.

CRM - Financing
PwC

Scenario #1 - EEAG

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity below 20% → -85%* with a cap of 4%*VAB

Companies listed in Annex 3 or 5 with an electro-intensity above 20% → -85% with a super-cap of 0,5% VAB

Others

261

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #1 - EEAG

Total of 83 M€ to be passed-on to non-exonerated

		Consumption (MWh)	Surcharge (full)	Surcharge per MWh (without reduction contribution)	Surcharge in Scenario 1	Surcharge per MWh	Difference in total surcharge	Difference in average surcharge	Number of consumers		
Connected to TSO grid	17,6 TWh	Exonerated	Enterprises in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20%	17.697.829	91.384.328	6,1806	28.987.687	1,8478	(62.396.768)	(3,646)	39
		Not exonerated	Enterprises in Annex 3 with an electro-intensity below 20%	8.042.776	41.770.155	5,1935	4.632.324	0,5760	(37.137.830)	(4,618)	17
				6.556.875	34.053.128	5,1935	5.107.969	0,7790	(28.945.159)	(4,414)	14
				2.998.179	15.571.043	5,1935	19.257.273	6,4230	3.686.230	1,229	8
Connected to DSO grid	10 TWh Rest	Exonerated	Enterprises in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20%	63.844.608	268.866.874	4,8207	321.002.430	6,8638	62.396.768	1,183	?
		Not exonerated	Enterprises in Annex 3 with an electro-intensity below 20%	1.683.712	8.098.825	4,8101	1.087.849	0,6520	(7.000.976)	(4,158)	45
				2.427.280	11.675.458	4,8101	1.751.319	0,7215	(9.924.139)	(4,089)	85
				> 10 GWh	6.127.423	29.473.517	4,8101	39.356.375	6,4230	9.882.857	1,613
			Rest	43.406.093	209.357.874	4,8232	278.796.891	6,4230	69.435.017	1,600	?
Total of 71 TWh		71.242.338	360.000.000		360.000.000						

CRM - Financing

26th of November 2019

CRM - Financing
PwC

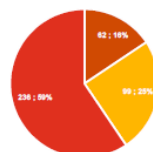
26th of November 2019
26

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #1 - EEAG

- Companies in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20% would have to support 5,7 millions EUR of PSO tariffs instead of 50 millions EUR. This is a difference of -44 millions EUR. On average, those companies would have to pay 0,61 EUR/MWh.
- Companies in Annex 3 with an electro-intensity below 20% would have to support 6,8 millions EUR of PSO tariffs instead of 45,7 millions EUR. This is a difference of -38,8 millions EUR. On average, those companies would have to pay 0,75 EUR/MWh.
- Other companies % would have to support 337,4 millions EUR of PSO tariffs instead of 254,4 millions EUR. This is a difference of +83 millions EUR. On average, those companies would have to pay 6,42 EUR/MWh.
- The impact on the yearly electricity bill for
 - Small industrial (consumption = 1GWh) would be an addition of 1,509 EUR,
 - SME (consumption = 50 MWh) it would be an addition of 80 EUR
 - A household (consumption = 3,5MWh) it would be an addition of 5,6 EUR compared to a scenario without reduction contribution.

Distribution of companies above 10 GWh benefiting from reduction contribution



- A. Entreprise dans les Annexes 3 & 5 et dont l'électro-intensité est supérieure à 20%
- B. Entreprise dans les Annexes 3 et dont l'électro-intensité est inférieure à 20%
- AUTRES - Consommateurs > 10 GWh

CRM - Financing
PwC

26th of November 2019
27

⇒ L'impact de la dégressivité serait de 5.6€/an (HTVA) supplémentaire en moyenne pour un consommateur résidentiel

2) La dégressivité basée sur le modèle polonais :

Analysis of reduction contribution on option 1

Literature review

2. State Aid SA.51502 – Poland – Reductions from a capacity mechanism levy for EIUs

- The notified reductions scheme will be granted to EIUs active in sectors included in Annex 3 of the Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (the "EEAG").
 - Initially, the Polish authorities notified the reductions only for 52 largest EIUs whose energy consumption exceeds a threshold of 100 GWh/year.
 - On 5 March 2019 the Polish authorities informed the Commission of their intention to remove this threshold and to amend the Capacity Mechanism Act accordingly. Therefore, the measure will apply to all EIUs who fall into categories specified in Annex 3 of the EEAG and for whom the electro-intensity coefficient of consumption is not less than 3 %.
 - The level of reductions varies depending on the electro intensity of the undertaking. The reductions rates will be:
 - 20% for beneficiaries with an electro-intensity between 3% and 20%,
 - 40% for beneficiaries with an electro-intensity between 20% and 40%, and
 - 85% for beneficiaries with an electro-intensity above 40%.

of the amount of electricity taken from the grid and consumed by a given beneficiary during the selected peak hours (see Article 70 (3) of the Capacity Market Act) ("the basis for calculating the capacity charge).
- > (51) The aid scheme under assessment concerns reductions of capacity charge. Reductions of capacity charges are not foreseen in the EEAG and no other Commission guidelines are applicable to reductions of a parafiscal charge aiming at financing a capacity mechanism.

Scenario #2 - Poland

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity between 3% and 20% → 20%

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity between 20% and 40% → 40%

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity above 40% → 85%

Others

CRM - Financing
PwC

26th of

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #2 - Poland

Total of 40 M€ to be passed-on to non-exonerated

	Consumption (GWh)	Surcharge (full)	Surcharge moyenne par MWh (sans dégressivité)	Surcharge ci EEAD (stricte)	Surcharge moyenne par MWh (EEAD)	Difference surcharge totale	Difference surcharge moyenne	Nombre de cas
Connected to TSO grid 17,6 TWh	Annexe 3 with an electro-intensity between 3% and 20%	17.687.828	91.384.328	6,1936	67.574.896	3,2605	(34.019.431)	(1,935)
	Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40%	6.405.027	33.264.809	5,1936	26.611.607	4,155	(6.652.902)	(1,0387)
	Annexe 3 with an electro-intensity above 40%	2.953.152	15.337.195	5,1936	9.202.317	3,116	(6.134.878)	(2,0774)
	Not exonerated	5.089.824	26.432.960	5,1936	3.964.944	0,779	(22.488.016)	(4,4145)
	Rest	3.150.026	16.359.662	5,1936	17.596.027	5,596	1.236.364	0,3925
Connected to DSO grid 10 TWh	Annexe 3 with an electro-intensity between 3% and 20%	53.644.608	268.606.874	4,8207	292.826.106	6,4648	34.019.431	0,834
	Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40%	2.092.990	10.067.492	4,8101	8.053.994	3,8481	(2.013.498)	(0,962)
	Annexe 3 with an electro-intensity above 40%	758.628	3.649.077	4,8101	2.189.446	2,8861	(1.489.631)	(1,924)
	Not exonerated	276.921	1.332.019	4,8101	199.803	0,7215	(1.132.216)	(4,089)
	Rest	7.109.875	34.199.212	4,8101	39.715.716	5,5960	5.516.505	0,776
Total of 71 TWh		43.406.093	209.357.874	4,8232	242.466.146	5,5960	33.108.272	0,763
		71.242.888	560.000.000		560.000.000			

CRM - Financing
PaC

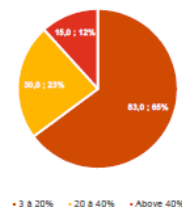
28th of November 2019
29

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #2 - Poland

- On a yearly basis, companies in Annexes 3 with an electro-intensity between 3 and 20% would have to support 34,6 millions EUR of PSO tariffs instead of 43,3 millions EUR. This is a difference of -8,6 millions EUR. On average, those companies would have to pay 4 EUR/MWh.
- On a yearly basis, companies in Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40% would have to support 11,3 millions EUR of PSO tariffs instead of 19 millions EUR. This is a difference of -7,5 millions EUR. On average, those companies would have to pay 3 EUR/MWh.
- On a yearly basis, companies in Annexe 3 with an electro-intensity above 40% would have to support 4,1 millions EUR of PSO tariffs instead of 27,7 millions EUR. This is a difference of -23,6 millions EUR. On average, those companies would have to pay 0,75 EUR/MWh.
- Other companies % would have to support 299,7 millions EUR of PSO tariffs instead of 280 millions EUR. This is a difference of +40 millions EUR. On average, those companies would have to pay 5,58 EUR/MWh.

Distribution of companies above 10 GWh benefiting reduction contribution



CRM - Financing
PaC

⇒ L'impact de la dégressivité serait de 2.45€/an (HTVA) supplémentaires en moyenne pour un consommateur résidentiel

1-(NL) Wat zijn de degressiviteitsniveaus voor offshore-toeslag; is het mechanisme verenigbaar met de richtsnoeren voor staatssteun van de Europese Commissie?

In de ELIA- en CREG-studies die in de zomer van 2018 werden uitgevoerd, had de minister gevraagd om degressiviteitssimulaties uit te voeren op basis van het offshore-degressiviteitsmechanisme, d.w.z. :

0-20MWh/jaar: 0%.
 20-50MWh/jaar: -15%.
 50 - 1000 MWh/jaar:-20%.
 1000 - 25000 MWh/jaar:-25%.
 >25000 MWh/jaar :-45%.
 Maximaal 250.000€ per verbruikslocatie en per jaar

Deze korting wordt door de leverancier aan zijn klanten toegekend op basis van hun verbruik. Het tekort van de leverancier wordt gedekt door de staatsbegroting.

De CREG heeft in haar analyse de aandacht van de minister echter gevestigd op het niet-duurzame karakter van de degressiviteit die wordt toegepast op de offshore-toeslag (p. 5/10) met het oog op het "onderzoek dat door DG COMP momenteel aan de gang is naar het degressiviteitsmechanisme".

Daarom heeft de AD Energie, toen het door de CRM-wet de bevoegdheid kreeg om een financieringsmechanisme te ontwikkelen, in het kader van de ontwikkeling van zijn besluitvormingsondersteunend instrument voor de financiering (met de hulp van zijn consultant PWC) degressiviteitsmechanismen geanalyseerd die mogelijk verenigbaar zijn met de richtsnoeren inzake staatssteun.

Bij de ontwikkeling van financieringsoptie 1 (ODV) heeft PWC twee mogelijke degressieve mechanismen geïdentificeerd:

- 1) een degressiviteit op basis van de EEAG-richtsnoeren; gericht op de elektro-intensieve sectoren die aan aanzienlijke concurrentie blootstaan, zoals beschreven in bijlage 3 (zie onderstaande slide),
- 2) een degressiviteit op basis van het degressiviteitsmodel van de Poolse CRM, dat momenteel door DG COMP wordt geanalyseerd en dat sinds maart 2019 aan een diepgaand onderzoek is onderworpen (zie onderstaande slide).

Om simulaties uit te voeren, kon AD Energie (en zijn consultant PWC), onder voorwaarden van vertrouwelijkheid, gebruik maken van de gegevens van de CREG uit 2014 die werden verzameld in haar studie " A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers " (Studie (F) 20190507).

De toegekende korting kan vervolgens afgewenteld worden op de rest van de consumentenenveloppe; de door PWC uitgevoerde simulaties worden in de onderstaande slides nader toegelicht.

Deze analyses werden door PWC aan het kabinet van de minister gepresenteerd in het kader van de presentatie van het beslissingsondersteunend instrument voor de financiering (november 2019).

1) Degrassiviteit op basis van de EEAG-richtsnoeren:

Analysis of reduction contribution on option 1

Literature review

1. Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020

> 3.7.2 Aid in the form of reduction in the funding of support for energy renewable sources

- a) (185) The aid should be limited to sectors that are exposed to a risk to their competitive position due to the costs resulting from the funding of support to energy from renewable sources as a function of their electro-intensity and their exposure to international trade. Accordingly, the aid can only be granted if the undertaking belongs to the sectors listed in Annex 3.
- b) (185) In addition, to account for the fact that certain sectors might be heterogeneous in terms of electro-intensity, a Member State can include an undertaking in its national scheme granting reductions from costs resulting from renewable support if the undertaking has an electro-intensity of at least 20 % and belongs to a sector with a trade intensity of at least 4 % at Union level, even if it does not belong to a sector listed in Annex 3.
- c) (188) The Commission will consider the aid to be proportionate if the aid beneficiaries pay at least 15 % of the additional costs without reduction.
- d) (189) However, given the significant increase of renewable PSO tariffs in recent years, an own contribution of 15 % of the full renewable surcharge might go beyond what undertakings particularly affected by the burden can bear. Therefore, when needed, Member States have the possibility to further limit the amount of the costs resulting from financing aid to renewable energy to be paid at undertaking level to 4 % of the gross value added of the undertaking concerned. For undertakings having an electro-intensity of at least 20 %, Member States can limit the overall amount to be paid to 0,5 % of the gross value added of the undertaking concerned.

¹⁰ It means that 55% is the maximum reduction a State could allow. The cap and super cap are additional measures a member State can implement if it deems it necessary.

CRM - Financing
PwC

28

Scenario #1 - EEAG

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity below 20% → -85%* with a cap of 4%*VAB

Companies listed in Annex 3 or 5 with an electro-intensity above 20% → -85% with a super-cap of 0,5% VAB

Others

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #1 - EEAG

Total of 83 M€ to be passed-on to non-exonerated

	Consumption (MWh)	Surcharge (full)	Surcharge per MWh (without reduction contribution)	Surcharge in Scenario 1	Surcharge per MWh	Difference in total surcharge	Difference in average surcharge	Nutrition
Connected to TSO grid	17,8 TWh							
Exonerated								
Enterprises in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20%	17.697.829	91.394.326	5,1935	28.997.667	1,6478	(82.396.769)	(3,546)	
Enterprises in Annex 3 with an electro-intensity below 20%	8.042.776	41.770.155	5,1935	4.632.324	0,5760	(37.137.830)	(4,618)	
Not exonerated								
Enterprises in Annex 3 with an electro-intensity below 20%	6.656.875	34.053.128	5,1935	5.107.969	0,7790	(28.945.159)	(4,414)	
Rest	2.998.179	15.571.043	5,1935	19.257.273	6,4230	3.686.230	1,229	
Connected to DSO grid	10 TWh							
Exonerated								
Enterprises in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20%	69.844.608	268.806.874	4,8207	321.002.433	6,9838	(82.396.769)	1,163	
Enterprises in Annex 3 with an electro-intensity below 20%	1.683.712	8.038.825	4,8101	1.097.849	0,6520	(7.000.976)	(4,158)	
Not exonerated								
Enterprises in Annex 3 with an electro-intensity below 20%	2.427.280	11.675.458	4,8101	1.751.319	0,7215	(9.924.139)	(4,089)	
> 10 GWh	6.127.423	29.473.517	4,8101	39.356.375	6,4230	9.882.857	1,513	
Rest	43.406.093	209.357.874	4,8232	278.796.891	6,4230	69.439.017	1,600	
Total of 71 TWh	71.242.338	360.000.000		360.000.000				

CRM - Financing
PwC

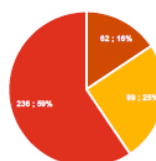
28th of Novem

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #1 - EEAG

- Companies in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20% would have to support 5,7 millions EUR of PSO tariffs instead of 50 millions EUR. This is a difference of -44 millions EUR. On average, those companies would have to pay 0,61 EUR/MWh.
- Companies in Annex 3 with an electro-intensity below 20% would have to support 8,8 millions EUR of PSO tariffs instead of 45,7 millions EUR. This is a difference of -36,9 millions EUR. On average, those companies would have to pay 0,75 EUR/MWh.
- Other companies % would have to support 337,4 millions EUR of PSO tariffs instead of 254,4 millions EUR. This is a difference of +83 millions EUR. On average, those companies would have to pay 6,42 EUR/MWh.
- The impact on the yearly electricity bill for
 - Small industrial (consumption = 1GWh) would be an addition of 1,599 EUR,
 - SME (consumption = 50 MWh) it would be an addition of 80 EUR
 - A household (consumption = 3,5MWh) it would be an addition of 5,6 EUR compared to a scenario without reduction contribution.

Distribution of companies above 10 GWh benefiting from reduction contribution



- A. Entreprise dans les Annexes 3 & 5 dont l'électro-intensité est supérieure 20%
- B. Entreprise dans les Annexes 3 et 5 dont l'électro-intensité est inférieure à 20%
- AUTRES - Consommateurs > 10 GWh

CRM - Financing
PaC

28th of Nov

⇒ De impact van de degressiviteit zou voor een residentiële consument gemiddeld 5,6 euro per jaar (excl. btw) extra bedragen.

2) Degressiviteit op basis van het Pools model :

Analysis of reduction contribution on option 1

Literature review

2. State Aid SA.51502 – Poland – Reductions from a capacity mechanism levy for EIUs

- The notified reductions scheme will be granted to EIUs active in sectors included in Annex 3 of the Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (the "EEAG").
 - Initially, the Polish authorities notified the reductions only for 52 largest EIUs whose energy consumption exceeds a threshold of 100 GWh/year.
 - On 5 March 2019 the Polish authorities informed the Commission of their intention to remove this threshold and to amend the Capacity Mechanism Act accordingly. Therefore, the measure will apply to all EIUs who fall into categories specified in Annex 3 of the EEAG and for whom the electro-intensity coefficient of consumption is not less than 3 %.
 - The level of reductions varies depending on the electro intensity of the undertaking. The reductions rates will be:
 - 20% for beneficiaries with an electro-intensity between 3% and 20%,
 - 40% for beneficiaries with an electro-intensity between 20% and 40%, and
 - 85% for beneficiaries with an electro-intensity above 40%
 of the amount of electricity taken from the grid and consumed by a given beneficiary during the selected peak hours (see Article 70 (3) of the Capacity Market Act) ("the basis for calculating the capacity charge.
- > (51) The aid scheme under assessment concerns reductions of capacity charge. Reductions of capacity charges are not foreseen in the EEAG and no other Commission guidelines are applicable to reductions of a parafiscal charge aiming at financing a capacity mechanism.

Scenario #2 - Poland

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity between 3% and 20% → 20%

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity between 20% and 40% → 40%

Companies listed in Annex 3 with an electro-intensity above 40% → 85%

Others

CRM - Financing
PaC

28th of

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #2 - Poland

Total of 40 M€ to be passed-on to non-exonerated

	Consumption (GWh)	Surcharge (full)	Surcharge moyenne par MWh (sans dégressivité)	Surcharge ci EEAD (stricte)	Surcharge moyenne par MWh (EEAD)	Difference surcharge totale	Difference surcharge moyenne	Nombre de cas
Connected to TSO grid 17,6 TWh	Annexe 3 with an electro-intensity between 3% and 20%	17.687.828	91.384.328	6,1936	67.574.886	3,2605	(34.019.431)	(1,935)
	Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40%	6.405.027	33.264.809	5,1936	26.611.607	4,155	(6.652.902)	(1,0387)
	Annexe 3 with an electro-intensity above 40%	2.953.152	15.337.195	5,1936	9.202.317	3,116	(6.134.878)	(2,0774)
	Not exonerated	5.089.824	26.432.960	5,1936	3.964.944	0,779	(22.488.016)	(4,4145)
	Rest	3.150.026	16.359.662	5,1936	17.596.027	5,586	1.236.364	0,3925
Connected to DSO grid 10 TWh	Annexe 3 with an electro-intensity between 3% and 20%	53.644.608	268.606.874	4,8207	282.826.106	6,4648	(34.019.431)	0,834
	Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40%	2.092.990	10.067.492	4,8101	8.053.994	3,8481	(2.013.498)	(0,962)
	Annexe 3 with an electro-intensity above 40%	758.628	3.649.077	4,8101	2.189.446	2,8861	(1.489.631)	(1,924)
	Not exonerated	276.921	1.332.019	4,8101	189.803	0,7215	(1.132.216)	(4,089)
	Rest	7.109.875	34.199.212	4,8101	39.715.716	5,5860	5.516.505	0,776
Total of 71 TWh		43.406.093	209.357.874	4,8232	242.466.146	5,5860	33.108.272	0,763
		71.242.888	360.000.000		360.000.000			

CRM - Financing
PaC

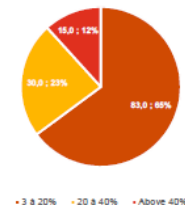
28th of November 2019
29

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #2 - Poland

- On a yearly basis, companies in Annexes 3 with an electro-intensity between 3 and 20% would have to support 34,6 millions EUR of PSO tariffs instead of 43,3 millions EUR. This is a difference of -8,6 millions EUR. On average, those companies would have to pay 4 EUR/MWh.
- On a yearly basis, companies in Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40% would have to support 11,3 millions EUR of PSO tariffs instead of 19 millions EUR. This is a difference of -7,5 millions EUR. On average, those companies would have to pay 3 EUR/MWh.
- On a yearly basis, companies in Annexe 3 with an electro-intensity above 40% would have to support 4,1 millions EUR of PSO tariffs instead of 27,7 millions EUR. This is a difference of -23,6 millions EUR. On average, those companies would have to pay 0,75 EUR/MWh.
- Other companies % would have to support 299,7 millions EUR of PSO tariffs instead of 280 millions EUR. This is a difference of +40 millions EUR. On average, those companies would have to pay 5,58 EUR/MWh.

Distribution of companies above 10 GWh benefiting reduction contribution



CRM - Financing
PaC

- ⇒ De impact van de degressiviteit zou voor een residentiële consument gemiddeld 2.45 euro per jaar (excl. btw) extra bedragen.

2-(FR) Si un mécanisme de dégressivité est mis en place, l'Etat belge doit aussi le notifier à la Commission européenne. Avez-vous une idée des délais? Ceci ne va-t-il pas impacter le calendrier de mise en place du CRM?

En effet, une notification doit être déposée pour que les coûts du CRM soient soumis à une dégressivité ; cela peut se faire ultérieurement. Les délais du traitement du dossier ne sont pas connus.

2-(NL) Als er een degressiviteitsmechanisme wordt ingevoerd, moet de Belgische staat dit ook aanmelden bij de Europese Commissie. Hebt u een idee van de termijnen? Zal dit niet van invloed zijn op het tijdschema voor het opzetten van de CRM?

Een notificatie moet inderdaad worden ingediend om een degressiviteit van de CRM kosten toe te kunnen passen; dit kan later worden gedaan. De termijnen voor de behandeling van het dossier zijn niet bekend.

3-(FR) Une partie du coût du CRM ne pourrait-elle pas être prise par le budget de l'Etat/via éventuellement une nouvelle contribution?

Oui, cela pourrait être le cas et cela diminuerait donc l'impact sur la facture du consommateur final. En revanche, ceci devrait être notifié à la Commission européenne ; car cet élément est important dans le cadre de l'analyse de l'aide d'Etat.

3-(NL) Kan een deel van de kosten van de CRM niet uit de staatsbegroting worden gehaald/ eventueel via een nieuwe bijdrage?

Ja, dit zou het geval kunnen zijn en het zou dus de impact op de rekening van de eindverbruiker verminderen. Anderzijds zou dit bij de Europese Commissie moeten worden aangemeld; dit element is immers belangrijk in het kader van de analyse van de staatssteun.

4-(FR) Quel serait l'impact pour la facture des ménages si l'option de l'obligation de service public via Elia était retenue comme source de financement du CRM ? S'agit-il en l'occurrence d'une obligation de service public avec ou sans dégressivité pour les grandes entreprises ?

L'impact sur la facture des ménages serait, quelle que soit l'option retenue, et si la répercussion des coûts se fait sur base de la consommation : 17€/kWh / an (HTVA) en moyenne, selon les analyses d'ELIA et de la CREG réalisées en 2018.

Il s'agit par ailleurs d'une OSP sans dégressivité. Si une dégressivité est appliquée, le coût « économisé » serait reporté sur l'enveloppe des consommateurs non exonérés ou sur le Budget de l'Etat.

4-(NL) Wat zou de impact zijn op de factuur van de gezinnen als de optie van een openbare dienstverplichting via Elia zou worden behouden als financieringsbron voor de CRM? Is dit een openbardienstverplichting met of zonder degressiviteit voor grote ondernemingen?

De impact op de facturen van de gezinnen zou zijn, ongeacht de gekozen optie en indien de kosten worden doorgerekend op basis van het verbruik: gemiddeld 17€/kWh/jaar (excl. BTW), volgens de analyses van ELIA en de CREG die in 2018 werden uitgevoerd.

Het is trouwens een ODV zonder degressiviteit. Als de degressiviteit wordt toegepast, zouden de "bespaarde" kosten worden overgeheveld naar de enveloppe van niet-vrijgestelde consumenten of de Staatsbegroting.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB fractie

1-(FR) Combien de temps prendrait une étude complémentaire sur les besoins d'approvisionnements en électricité en Belgique à l'horizon 2025 suite à la sortie programmée du nucléaire ? Cette étude complémentaire tiendrait compte de toutes les remarques formulées par la CREG dans l'étude F1957. Même question mais en ne tenant pas compte de toutes les hypothèses formulées dans le papier F1957 mais en tenant uniquement compte du réchauffement climatique donc en réduisant le nombre d'hivers à 20 au lieu de 40 dans les calculs ?

Premièrement, nous souhaiterions rappeler que les études d'adéquation telles que prévues par l'art 7bis §4bis de la Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité et le rapport qui déterminera le volume d'enchère du CRM sont deux exercices différents. En effet, si il s'agit dans les deux cas d'un exercice d'adéquation, ils étudient des horizons de temps différents, selon des objectifs, des méthodologies et des calendriers différents.

Deuxièmement, concernant une étude complémentaire dont il est fait référence dans la question, d'un point de vue juridique, l'article 7bis §4bis de la Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité prévoit qu' « au plus tard le 30 juin de chaque période biennale, le gestionnaire du réseau réalise une analyse relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans. Les hypothèses et scénarios de base, ainsi que la méthodologie utilisés pour cette analyse sont déterminés par le gestionnaire du réseau en collaboration avec la Direction générale de l'Energie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la commission ». Selon cette référence, la prochaine étude biennale qui étudiera l'horizon 2025 sera publiée en juin 2021. Les travaux débiteront dans le courant de l'été 2020.

Comme le démontre cet extrait, la réalisation d'une étude d'adéquation est un processus long qui fait appel à l'expertise de plusieurs parties prenantes et qui prévoit des temps de consultations publiques

suffisamment longs pour permettre à chacun de s'exprimer. A titre d'exemple, l'étude « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 » d'Elia représente un travail de plusieurs mois. Entre novembre et décembre 2018, un groupe de travail dédié composé d'Elia, du Bureau Fédéral du Plan, de la CREG et de la DG Energie du SPF Economie a travaillé à l'élaboration des hypothèses et des méthodologies. Du 21 janvier 2019 au 11 février 2019, une consultation publique s'est tenue afin de permettre aux différents stakeholders de s'exprimer sur les hypothèses et les sources de données utilisées dans le cadre de l'étude. Le but de cette consultation était de recevoir les éventuelles remarques des acteurs de marché sur ces données et d'éventuellement suggérer des sensibilités par rapport au scénario de base. Le 22 janvier 2019 un workshop a permis de présenter la méthodologie utilisée aux différents stakeholders. Après avoir présenté les réactions de la consultation publique ainsi que la manière dont ces réactions allaient être prises en compte au groupe de travail, Elia a publié en mars 2019 un rapport de la consultation publique¹ qui fut présenté le 1^{er} avril 2019 aux stakeholders. Enfin, les discussions se sont poursuivies au sein du groupe de travail pour permettre une publication du rapport final le 28 juin 2019. En conclusion, cette étude qui s'est déroulée dans un contexte « normal » représente plus de 7 mois de travail.

Troisièmement, pour réaliser une étude complémentaire sur les besoins d'approvisionnement en électricité en Belgique à l'horizon 2025, Madame la Ministre pourrait évoquer l'art 7decies de la Loi Electricité qui stipule que « *lorsqu'il existe une nécessité d'une étude additionnelle concernant l'adéquation du système électrique belge, autre que celles visées à l'article 7bis, §§ 1er et 4bis, le ministre peut demander au gestionnaire du réseau d'effectuer une telle étude en précisant le cas échéant la portée et la finalité, sans préjudice de la compétence de la Direction générale de l'Energie en matière de sécurité d'approvisionnement et de celle de la commission en matière de contrôle des coûts du gestionnaire du réseau. Après réception de l'étude par le ministre, celui-ci demande l'avis de la Direction générale de l'Energie.* »

Il est évident que si une étude complémentaire devait se réaliser, elle demanderait la même charge de travail que les études précédentes (collecte de données, consultations publiques, prises en compte des remarques de la consultation publique, simulations, réalisation de rapport final). De plus, si de nouvelles méthodologies devaient être incluses (ex : prise en compte de l'impact du changement climatique, amélioration du modèle d'investissement, etc), cela nécessiterait une charge de travail d'autant plus importante. Enfin, il semble primordial de rappeler que si une étude complémentaire devait être réalisée, elle aurait un calendrier croisé avec l'étude biennale prévue en 2021.

Quatrièmement, la DG Energie du SPF Economie rappelle que Madame la Ministre a le 19 septembre 2019 chargé son administration de « *lui fournir, en tant qu'autorité publique responsable de la sécurité d'approvisionnement, avec l'aide du Bureau fédéral du Plan, une analyse des remarques soulevées par la CREG dans son étude 1957 et de statuer clairement et rapidement sur l'existence - ou non- d'un besoin pour assurer la sécurité d'approvisionnement* ». L'étude a été rendue publique le 02 octobre 2019². Les conclusions de l'étude, qui sont toujours d'actualité, mérites d'être rappelées:

¹ <https://www.elia.be/fr/consultations-publiques/20190121-consultation-publique-sur-les-donnees-utilisees-pour-letude-dadequation>. Un résumé complet des réactions qui ont été intégrées à l'étude se trouve en page 17 de l'étude Adequacy & Flexibility d'Elia de juin 2019.

² <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

- Outre les études d'adéquation réalisées par le GRT, d'autres études, publiées par des universités ou des organismes indépendants, confirment le besoin en nouvelle capacité en 2025 et démontrent que le seul « energy only market » ne pourra pas attirer les investissements dans les capacités nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique. Depuis juin 2019, l'étude MAF 2019 d'ENTSO-E publiée en décembre 2019 et l'étude GAA du PLEF publiée en mai 2020 ont confirmés ces tendances.
- Compte tenu de l'urgence du problème d'adéquation de la Belgique et, afin d'éviter par diverses analyses supplémentaires la paralysie dans l'implémentation du mécanisme de rémunération retenu, l'Etat belge entend utiliser les évaluations d'adéquation les plus récentes comme base de justification du besoin d'intervention. Les résultats de l'étude de juin 2019 du GRT sont donc considérés. Cette façon pragmatique de procéder a été validée par un échange formel entre le SPF Economie et la DG ENER de la Commission européenne (DG Ristori). Une modélisation n'est pour rappel qu'un outil fournissant une(des) valeur(s) facilitant la compréhension d'un système.
- Concernant les volumes exacts à inclure dans l'enchère annuelle du CRM, ceux-ci suivront le processus de calcul prévu dans la loi sur l'organisation du marché de l'électricité et ses arrêtés d'exécution. Notons qu'une méthodologie a été définie et soumise par Madame la Ministre à la DG COMP de la Commission Européenne.
- Enfin, les directives de ENTSO-e/ACER devant être publiées courant 2020 dans le cadre du Clean Energy Package, elles seront prises en compte par le Comité de suivi de l'analyse publiée en 2021 et relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans régie par l'art. 7bis §4bis de la loi Electricité. Pour rappel, conformément à l'article 24 du Règlement (UE) 2019/943 du Parlement Européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité : « *les évaluations de l'adéquation des ressources à l'échelle nationale ont une portée régionale et sont fondées sur la méthode visée à l'article 23 (...)* ». Ce faisant, chaque Etat Membre devra utiliser une méthodologie en ligne avec les derniers développements de la méthodologie européenne d'adéquation.

Cinquièmement, la DG Energie du SPF Economie souhaite insister sur le fait que modéliser les effets du changement climatique sur l'adéquation du système électrique consiste en un exercice complexe. Se basant sur la littérature existante, la DG Energie du SPF Economie souhaite rappeler qu'il n'existe à ce jour aucun consensus d'un point de vue scientifique sur les effets du changement climatique. Ceci nous a également été confirmé de manière informelle par des professeurs de l'Université de Delft. Plusieurs théories sont avancées. Pour n'en citer que deux : certains font état de vagues de froid moins fréquentes et moins rigoureuses³, d'autres parlent de l'affaiblissement du Gulf Stream⁴ ayant pour conséquence de rencontrer des extrêmes climatiques plus marqués avec des hivers plus rigoureux et des étés plus secs et plus chauds. Ces divergences d'opinions rendent l'exercice de modélisation de l'impact du changement climatique sur l'adéquation du système électrique d'autant plus complexe. La DG Energie du SPF Economie appelle donc à la prudence. Ainsi, il ne semble pas pertinent ou scientifiquement justifié d'extraire de l'échantillon d'années climatiques historiques utilisé dans les études d'adéquation belges

³ https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf

⁴ <https://phys.org/news/2019-08-gulf-stream-seas-hotter-florida.html>

ou européennes les années dites « extrêmes »⁵. De la même manière, attribuer une probabilité d'occurrence à l'une ou l'autre année historique est un exercice qui peut s'avérer risqué au vu des incertitudes qui entourent ces probabilités et de l'impact que cela pourrait avoir sur le modèle (impact sur la demande, sur les rentabilités des centrales, sur les heures de LOLE, etc.). Si la DG Energie du SPF Economie reconnaît l'importance de l'impact du changement climatique sur l'adéquation du système, elle encourage plutôt à poursuivre les travaux qui ont débuté au sein d'ENTSO-E et soutient que les futures études belges du GRT ne devraient pas s'écarter de ce qui est préconisé au niveau européen afin d'assurer une cohérence entre les études nationales et européennes.

En conclusion, si il est difficile de se prononcer avec exactitude sur le temps nécessaire à la réalisation d'une étude complémentaire, nous pouvons affirmer que ceci se traduirait en un exercice s'étendant, au minimum, sur plusieurs mois. La mise en œuvre du CRM ne peut se permettre d'attendre ces mois supplémentaires sous peine de retarder la tenue des premières enchères requises en octobre 2021. La DG Energie du SPF Economie insiste encore sur le fait que selon ses analyses et conclusions, une étude complémentaire préalable à l'étude de 2021 n'est ni nécessaire ni souhaitable. De nouvelles méthodologies seront développées dans la prochaine étude nationale conformément au développement des directives d'ENTSO-e/ACER et permettront de répondre en partie aux recommandations de la CREG.

1-(NL) Hoeveel tijd zou er nodig zijn voor een bijkomende studie over de elektriciteitsbevoorrading behoeften in België tegen 2025 ten gevolge van de nucleaire uitstap ? Die bijkomende studie zou rekening houden met alle opmerkingen die de CREG geformuleerd heeft in de studie F1957. Dezelfde vraag maar zonder rekening te houden met de hypothesen van documenten F1957 maar enkel met de klimaatopwarming dus door het aantal winters te beperken tot 20 in plaats van 40 in de berekeningen ?

Eerst en vooral willen wij eraan herinneren dat de toereikendheidstudies zoals voorzien in art. 7 bis §4bis van de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en het rapport dat het veilingvolume van het CRM zal bepalen twee afzonderlijke oefeningen zijn. Hoewel het in beide gevallen over een toereikendheidsoefening gaat, bestuderen zij immers verschillende tijdsperspectieven, volgens verschillende doelstellingen, verschillende methodologieën en verschillende kalenders.

Ten tweede bepaalt artikel 7bis §4bis van de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt in verband met een bijkomende studie waarnaar in de vraag verwezen wordt het volgende : *“Uiterlijk op 30 juni van iedere tweejaarlijkse periode voert de netbeheerder een analyse uit met betrekking tot de noden van het Belgische elektriciteitssysteem inzake de toereikendheid en de flexibiliteit van het land voor de komende tien jaar. De basishypothesen en -scenario's alsook de methodologie die gebruikt worden voor deze analyse worden bepaald door de netbeheerder in samenwerking met de Algemene Directie Energie en het Federaal Planbureau en in overleg met de commissie”*. Volgens die verwijzing zal de volgende

⁵ Rappelons que les météorologues utilisent plus de 30 ans d'observations historiques afin de calculer des 'normales' saisonnières. De plus, pour les événements plus rares ou extrêmes on conseille d'utiliser toutes les observations historiques disponibles, https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=4166

tweejaarlijkse studie die het tijdsperspectief 2025 bestudeert in juni 2021 gepubliceerd worden. De werkzaamheden zullen van start gaan in de loop van de zomer 2020.

Zoals blijkt uit dit fragment is de verwezenlijking van een studie naar de toereikendheid een lang proces waarbij een beroep wordt gedaan op de expertise van verscheidene partijen en wordt hierbij voldoende tijd voor publieksbevragingen uitgetrokken om iedereen de gelegenheid te geven zijn mening te uiten. Zo vertegenwoordigt de studie « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 » van Elia een werk van verschillende maanden. Tussen november en december 2018 heeft een specifieke werkgroep bestaande uit Elia, het Federaal Planbureau, de CREG en de AD Energie van de FOD Economie zich gebogen over de uitwerking van hypothesen en methodologieën. Van 21 januari 2019 tot 11 februari 2019 vond een publieksbevraging plaats om de verschillende stakeholders de mogelijkheid te geven te reageren op de hypothesen en gegevensbronnen die gebruikt zijn in het raam van de studie. De bedoeling van die raadpleging was om de eventuele opmerkingen van de marktspelers op die gegevens te verzamelen en eventueel de gevoeligheden te suggereren ten aanzien van het basisscenario. Op 22 januari 2019 werd tijdens een workshop de gebruikte methodologie toegelicht aan de verschillende stakeholders. Elia heeft eerst de reacties op de publieksbevraging toegelicht alsook de manier waarop de werkgroep daarmee rekening zou houden en heeft dan in maart 2019 een rapport over die publieksbevraging ⁶ gepubliceerd dat op 1 april 2019 aan de stakeholders werd gepresenteerd. Tot besluite hebben er binnen de werkgroep besprekingen plaatsgevonden die geleid hebben tot de publicatie van het rapport op 28 juni 2019. Tenslotte heeft deze studie die in een 'normale' context tot stand is gekomen, meer dan 7 maanden in beslag genomen.

Ten derde zou Mevrouw de Minister voor het realiseren van een bijkomende studie naar de elektriciteitsbevoorradsingsbehoeften in België tegen 2025 kunnen verwijzen naar artikel 7deceies van de Elektriciteitswet dat het volgende bepaalt : *“Wanneer er nood is aan een bijkomende studie inzake de toereikendheid van het Belgische elektriciteitssysteem, andere dan deze bedoeld in artikel 7bis, §§ 1 en 4bis, kan de minister de netbeheerder verzoeken om, desgevallend met verduidelijking van de draagwijdte en finaliteit, dergelijke studies uit te voeren, zonder afbreuk te doen aan de bevoegdheid van de Algemene Directie Energie op het gebied van bevoorradsingszekerheid en deze van de commissie op het gebied van de controle van de kosten van de netbeheerder. Nadat de minister de studie ontvangen heeft, vraagt deze het advies van de Algemene Directie Energie.”*

Het spreekt vanzelf dat indien dergelijke studie moet plaatsvinden deze hetzelfde werk vergt als de voorgaande studies (gegevensinzameling, publieksbevragingen, rekening houden met de opmerkingen van de publieksbevraging, simulaties, opmaak van het eindrapport). Bovendien zou het gebruik van nieuwe methodologieën (bij voorbeeld rekening houden met de impact van de klimaatverandering, verbetering van het investeringsmodel, enz.) nog meer werk vergen. Tenslotte lijkt het primordiaal eraan te herinneren dat indien er een bijkomende studie moet worden gerealiseerd deze een tijdsperspectief zou hebben dat de kalender van de voor 2021 geplande tweejaarlijkse studie doorkruist.

Ten vierde herinnert de AD Energie van de FOD Energie eraan dat Mevrouw de Minister op 19 september 2019 aan haar administratie de opdracht heeft gegeven *«lui fournir, en tant qu'autorité publique*

⁶ <https://www.elia.be/nl/publieke-consultaties/2019-01-21-2019-01-21-openbare-raadpleging-over-de-gegevens-die-worden-gebruikt-voor-de-studie-naar-de-bevoorradsingszekerheid>

Een volledige samenvatting van de reacties die in de studie zijn opgenomen staat op bladzijde 17 van de studie Adequacy & Flexibility van Elia de juni 2019.

responsable de la sécurité d'approvisionnement, avec l'aide du Bureau fédéral du Plan, une analyse des remarques soulevées par la CREG dans son étude 1957 et de statuer clairement et rapidement sur l'existence - ou non - d'un besoin pour assurer la sécurité d'approvisionnement ». Die studie werd bekend gemaakt op 2 oktober 2019⁷. De besluiten van die studie zijn nog steeds actueel en verdienen hier herhaald te worden :

- Naast de toereikendheidstudies die door de TNB zijn gerealiseerd bevestigen andere studies die gepubliceerd zijn door universiteiten of onafhankelijke organismen de behoefte aan nieuwe capaciteit in 2025 en tonen zij aan dat enkel en alleen de « energy only market » niet de nodige investeringen kan aantrekken om de bevoorradingszekerheid van België te garanderen. Sinds juni 2019, hebben de studie MAF 2019 van ENTSO-E gepubliceerd in december 2019 en de studie GAA van de PLEF gepubliceerd in mei 2020 deze tendensen bevestigd.
- Rekening houdend met de hoogdringendheid van het toereikendheidsprobleem van België en ten einde te vermijden dat de invoering van het vergoedingsmechanisme waarvoor gekozen is zou worden stilgelegd door diverse bijkomende analyses, is België van plan de recentste toereikendheidsevaluaties als basis te gebruiken om haar tussenkomst te rechtvaardigen. De resultaten van de studie van juni 2019 van de TNB worden dus in aanmerking genomen. Deze pragmatische handelswijze werd gevalideerd via een formele uitwisseling tussen de FOD Economie en de DG ENER van de Europese Commissie (DG Ristori). Ter herinnering, modelvorming is slechts een instrument dat dient voor een beter begrip van een systeem.
- De exacte volumes die moeten worden ingeschreven in de jaarlijkse veiling van het CRM zullen het berekeningsproces volgen dat bepaald is in de wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt en in de uitvoeringsbesluiten ervan. Hierbij weze opgemerkt dat er een methodologie werd gedefinieerd die door Mevrouw de Minister werd voorgelegd aan de DG COMP van de Europese Commissie.
- De richtlijnen van ENTSO-e/ACER die in de loop van 2020 gepubliceerd moeten worden in het kader van het Clean Energy Package zullen ter harte worden genomen door het Comité voor opvolging van de analyse die in 2021 gepubliceerd is en die betrekking heeft op de behoeften van het Belgisch elektriciteitssysteem inzake toereikendheid en flexibiliteit van het land over een termijn van 10 jaar waarnaar verwezen wordt in artikel 7bis §4bis van de Elektriciteitswet. Ter herinnering, artikel 24 van de Verordening (EU) 2019/943 van het Europees Parlement en de Raad van 5 juni 2019 betreffende de interne markt voor elektriciteit bepaalt het volgende : *“Nationale beoordelingen van de toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening hebben een regionaal toepassingsgebied en zijn gebaseerd op de in artikel 23, lid 5, bedoelde methodologie...”*.

Ten vijfde wenst de AD Energie van de FOD Economie te beklemtonen de modelvorming van de effecten van de klimaatverandering op de toereikendheid van het elektrisch systeem een complexe oefening is. Zich steunend op de bestaande literatuur wenst de AD Energie eraan te herinneren dat er op heden geen wetenschappelijke consensus bestaat over de effecten van de klimaatverandering. Dit werd ons eveneens informeel bevestigd door professoren van de Universiteit van Delft. Verscheidene theorieën werden naar voren geschoven. Om er slechts twee te citeren : sommigen gewagen van minder frequente en minder

⁷ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

strengere koudegolven⁸, anderen spreken van de verzwakking van de Gulf Stream⁹ die zou leiden tot klimaatuitersten met strengere winters en hetere en drogere zomers. Die meningsverschillen maken de oefening inzake modelvorming van de impact van de klimaatverandering op de toereikendheid van het elektrisch systeem des te complexer.

De AD Energie maant dus aan tot voorzichtigheid. Zo lijkt het niet relevant of wetenschappelijk onderbouwd om de zogenaamde « extreme »¹⁰ jaren te schrappen in het staal van historische klimaatjaren dat gebruikt is in de studies naar de Belgische of Europese toereikendheid. Zo ook is het toekennen van een toevalsprobabiliteit aan een of ander historisch jaar een oefening die riskant kan blijken te zijn gelet op de onzekerheden die met die probabiliteit gepaard gaan en gezien de impact die dit zou kunnen hebben op het model (impact op de vraag, op de rendabiliteit van de centrales, op de LOLE-uren, enz.). Ook al erkent de AD Energie van FOD Economie het belang van de impact van de klimaatverandering op de toereikendheid van het systeem, toch pleit zij ervoor veeleer de werkzaamheden verder te zetten die zijn opgestart binnen ENTSO-E en houdt zij vol dat de toekomstige Belgische studies van de TNB niet zouden mogen afwijken van wat op Europees niveau wordt aanbevolen teneinde coherentie tussen de nationale en de Europese studies te bewaren.

Hoewel het tenslotte moeilijk is een exacte uitspraak te doen over de tijd die nodig is om een bijkomende studie te realiseren, kunnen wij verzekeren dat dit een oefening zou zijn die ten minste enkele maanden in beslag zou nemen. Het CRM kan het zich niet veroorloven die bijkomende maanden nog te wachten om op te starten omdat dan ook de eerste veilingen die in oktober 2021 moeten plaatsvinden, vertraging zullen oplopen. De AD Energie van de FOD Economie beklemtoont verder dat volgens haar analyses en besluiten een bijkomende studie voorafgaand aan de studie van 2021 noodzakelijk noch wenselijk is. In de volgende nationale studie zullen nieuwe methodologieën ontwikkeld worden overeenkomstig de ontwikkeling van de richtlijnen van ENTSO-e/ACER en die zullen gedeeltelijk tegemoet kunnen komen aan de aanbevelingen van de CREG.

⁸ https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf

⁹ <https://phys.org/news/2019-08-gulf-stream-seas-hotter-florida.html>

¹⁰ Rappelons que les météorologues utilisent plus de 30 ans d'observations historiques afin de calculer des 'normales' saisonnières. De plus, pour les événements plus rares ou extrêmes on conseille d'utiliser toutes les observations historiques disponibles, https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=4166

QUESTIONS A DG ENERGIE/MINISTRE / VRAGEN AAN AD ENERGIE/MINISTER

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE N-VA-fractie

1 –(NL) Wat is volgens AD energie de becijferde impact op de bevoorradingszekerheid en de kosten indien het voorstel van CREG wordt gevolgd?

CREG heeft ons geen becijferde impact bezorgd van hun voorstellen.

In relatieve termen kan het voorstel van de CREG volgens onze analyse een negatieve impact hebben op de bevoorradingszekerheid; de impact op de kosten lijkt ons niet eenduidig. Om twee aspecten te citeren:

- CREG stelt voor te werken met een gesloten budget. Het is dus mogelijk dat er onvoldoende capaciteiten gecontracteerd kunnen worden om de bevoorradingszekerheid te verzekeren. De besparing die hierdoor potentieel gerealiseerd wordt, wordt gelimiteerd door de kosten van een kleiner aanbod op de markt tot zelfs schaarste (piekprijzen) of tekorten (VOLL).
- Volgens de methodologie van CREG wordt een omvangrijk volume pas in de veiling één jaar voor het leveringsjaar geveild. Aangezien dit het onmogelijk maakt voor een aantal technologieën om tijdig beschikbaar te zijn in het leveringsjaar en zij bijgevolg de facto niet kunnen deelnemen aan deze T-1 veiling, bestaat de kans dat het gezochte volume niet gevonden wordt. De impact op de kost van dit aspect van de methodologie lijkt ons niet eenduidig. In vergelijking met de methodologie zoals aangemeld bij de Europese Commissie, kan door een lagere vraag in T-4 volgens het voorstel van de CREG, de kost van deze veiling mogelijk lager uitvallen. Echter, door een grotere vraag en een kleiner aanbod in T-1, zal de kost van de T-1 veiling mogelijk hoger zijn.

Zie voor een volledige analyse het advies van de AD Energie over het voorstel van de CREG

1-(FR) Selon la DG Énergie, quel est l'impact chiffré sur la sécurité d'approvisionnement et les coûts si la proposition de la CREG est suivie ?

La CREG ne nous a pas fourni d'impact chiffré de leur proposition.

En termes relatifs, la proposition de la CREG peut, selon notre analyse, avoir un impact négatif sur la sécurité d'approvisionnement ; l'impact sur les coûts ne nous semble pas évident. Pour citer deux aspects :

- La CREG propose de travailler avec un budget fermé. Il est donc possible que des capacités insuffisantes soient contractées pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Les économies qui sont de ce fait potentiellement réalisées, sont limitées par les coûts d'une offre réduite sur le marché, voire à une pénurie (prix de pointe) ou des insuffisances (VOLL).
- Selon la méthodologie de la CREG, un volume important n'est mis aux enchères qu'un an avant l'année de livraison. Étant donné qu'il est ainsi impossible qu'un certain nombre de technologies soient disponibles à temps pendant l'année de livraison et qu'elles ne peuvent par conséquent pas participer de facto à cette enchère T-1, il existe une chance que le volume demandé ne soit pas trouvé. L'impact sur le coût de cet aspect de la méthodologie ne nous semble pas évident. En comparaison avec la méthodologie telle que notifiée à la Commission européenne, une demande plus faible pendant T-4 peut, selon la proposition de la CREG, faire baisser le coût de cette enchère.

Cependant, en raison d'une demande plus élevée et d'une offre plus faible pendant T-1, le coût de l'enchère T-1 sera peut-être plus élevé.

Pour une analyse complète, voir l'avis de la DG Energie sur la proposition de la CREG.

2-(NL) Welke amendementen kunnen volgens u overwogen worden die een positieve impact heeft op de kosten en een aanvaardbare impact op de bevoorradingszekerheid?

De wetgever heeft in de elektriciteitswet bepaald dat het aantal uren waarop de lading in België mogelijk niet gedekt wordt voor een statistisch normaal jaar maximaal 3 uur mag bedragen, en voor een statistisch uitzonderlijk jaar maximaal 20 uur:

29 APRIL 1999. - Wet betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

Art. 7bis

"§ 2. Het niveau van bevoorradingszekerheid dat moet worden bereikt, wordt bepaald door :

1° desgevallend, de geharmoniseerde normen vastgesteld door de in deze aangelegenheid bevoegde Europese instellingen;

2° bij het ontbreken van geharmoniseerde normen op Europees niveau, desgevallend de geharmoniseerde normen vastgesteld op regionaal niveau, inzonderheid op het niveau van de Centraal-West-Europese elektriciteitsmarkt;

3° bij het ontbreken van zulke normen, een berekening van een LOLE van minder dan 3 uur en van een LOLE95 van minder dan 20 uur, aan de hand waarvan de ontbrekende ladingsvolumes, noodzakelijk voor de verzekering van de bevoorradingszekerheid, worden bepaald."

Daarenboven heeft de wetgever in de CRM-wet bepaald dat het CRM dit niveau van bevoorradingszekerheid moet nastreven en dat de Minister parameters moet vastleggen die dit verzekeren:

Wet van 22 april 2019 tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt, teneinde een capaciteitsvergoedingsmechanisme in te stellen

Art. 2

"71° "capaciteitsvergoedingsmechanisme": het marktmechanisme gebaseerd op een systeem van betrouwbaarheidsopties om 's lands bevoorradingszekerheid te garanderen en de afstemming te waarborgen tussen de evolutie van alle vormen van capaciteit, en de ontwikkeling van de elektriciteitsvraag op middellange en lange termijn, rekening houdend met de mogelijkheden inzake import van elektriciteit;"

Art. 7undecies

§2 "[...] Uiterlijk op 31 maart van elk jaar, op basis van de verslagen en de adviezen bedoeld in het eerste en het vierde lid, met het oog op het verzekeren van het vereiste niveau aan bevoorradingszekerheid zoals bepaald in paragraaf 3, na overleg in de Ministerraad, geeft de

minister instructie aan de netbeheerder om de veilingen te organiseren voor de onderzochte perioden van capaciteitslevering, stelt de parameters vast die nodig zijn voor hun organisatie en bepaalt het minimaal te reserveren volume voor de veiling die één jaar voor de periode van capaciteitslevering georganiseerd wordt. [...]"

§ 3. Het te bereiken niveau van bevoorradingszekerheid dat wordt vooropgesteld voor het capaciteitsvergoedingsmechanisme, komt overeen met de vraagcurve, die gekalibreerd wordt met als referentie:

1° desgevallend, de geharmoniseerde normen vastgesteld door de in deze aangelegenheid bevoegde Europese instellingen;

2° bij het ontbreken van geharmoniseerde normen op Europees niveau, desgevallend de geharmoniseerde normen vastgesteld op regionaal niveau, inzonderheid op het niveau van de Centraal-West-Europese elektriciteitsmarkt;

3° bij het ontbreken van zulke normen, een berekening van een LOLE van minder dan 3 uur en van een LOLE95 van minder dan 20 uur."

In overeenstemming met dezelfde wet, maar dus binnen de context van voorgaande, moet bij het ontwerp van het mechanisme volgens het artikel 6 de kostprijs zo laag mogelijk gehouden worden:

Art.6

"Het capaciteitsvergoedingsmechanisme is zodanig ontworpen dat de kostprijs ervan zo laag mogelijk blijft."

De AD Energie schrijft zich in dit kader in en heeft er bij de uitwerking van het design en in het bijzonder bij de haar toevertrouwde taken naar gestreefd om de voorop gezette doelstelling met betrekking tot de bevoorradingszekerheid te verzekeren, en daarbij de kostprijs van het mechanisme zo laag als mogelijk te houden.

2-(FR) Quels amendements pouvant avoir un impact positif sur les coûts et un impact acceptable sur la sécurité d'approvisionnement peuvent être envisagés selon vous ?

Le législateur a stipulé dans la loi sur l'électricité que le nombre d'heures pendant lesquelles la charge peut ne pas être couverte en Belgique peut être de 3 heures maximum pour une année statistiquement normale et de 20 heures maximum pour une année statistiquement exceptionnelle :

29 AVRIL 1999. - Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité

Art. 7bis

« § 2. Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre est déterminé par :

1° le cas échéant, des normes harmonisées établies par les institutions européennes compétentes en la matière ;

2° en l'absence de normes harmonisées au niveau européen, les normes harmonisées fixées le cas échéant au niveau régional, en particulier au niveau du marché de l'électricité du Centre Ouest de l'Europe ;

3° en l'absence de telles normes, un calcul de LOLE inférieur à 3 heures et de LOLE95

inférieur à 20 heures, par lequel les volumes de puissance manquants nécessaires à assurer la sécurité d'approvisionnement sont déterminés.

En outre, le législateur a stipulé dans la loi CRM que le CRM doit poursuivre ce niveau de sécurité d'approvisionnement et que le Ministre doit fixer des paramètres qui le garantissent :

Loi du 22 avril 2019 modifiant la loi du 29 avril 1999 relative à l'organisation du marché de l'électricité portant la mise en place d'un mécanisme de rémunération de capacité

Art. 2

« 71° "mécanisme de rémunération de capacité" : le mécanisme de marché basé sur un système d'options de fiabilité permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays et de garantir l'adéquation entre l'évolution de toutes les formes de capacité et l'évolution de la demande d'électricité à moyen et à long termes, en tenant en compte des possibilités d'importation d'électricité ; »

Art. 7undecies

§2 « [...] Au plus tard le 31 mars de chaque année, sur la base des rapports et des avis visés aux alinéas 1er et 4, afin d'assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement requis conformément au paragraphe 3, après concertation en Conseil des ministres, le ministre donne instruction au gestionnaire du réseau d'organiser les mises aux enchères pour les périodes de fourniture de capacité considérées, fixe les paramètres nécessaires à leur organisation et détermine le volume minimal à réserver pour la mise aux enchères organisée un an avant la période de fourniture de capacité. [...] »

§ 3. Le niveau de sécurité d'approvisionnement à atteindre visé par le mécanisme de rémunération de capacité correspond à la courbe de demande calibrée avec comme référence:

1° le cas échéant, des normes harmonisées établies par les institutions européennes compétentes en la matière ;

2° en l'absence de normes harmonisées au niveau européen, les normes harmonisées fixées le cas échéant au niveau régional, en particulier au niveau du marché de l'électricité du Centre Ouest de l'Europe ;

3° en l'absence de telles normes, un calcul de LOLE inférieur à 3 heures et de LOLE95 inférieur à 20 heures. »

Conformément à la même loi, mais donc dans le contexte de ce qui précède, le coût doit être maintenu à un niveau aussi bas que possible dans l'ébauche du mécanisme selon l'article 6 :

Art.6

« Le mécanisme de rémunération de capacité est conçu de façon à rendre le mécanisme le moins coûteux possible. »

La DG Énergie s'inscrit dans ce cadre et elle s'est efforcée, dans l'élaboration du design et en particulier dans les tâches qui lui ont été confiées, de garantir l'objectif premier concernant la sécurité d'approvisionnement, en maintenant le coût du mécanisme à un niveau aussi bas que possible.

3-(NL) hoeveelheid T-4 en T-1 die nodig is volgens huidige ontwerp KB's

Het ontwerp KB schrijft een procedure en een methodologie voor ter bepaling van het volume en de veilingparameters. De Minister heeft de AD Energie gevraagd om in samenwerking met het opvolgingscomité CRM het volume en de veilingparameters voor de veiling van 2021 te bepalen, waarbij reeds zoveel als mogelijk het ontwerp KB gevolgd wordt. De eerste stap is het bepalen van een referentiescenario op basis waarvan het volume en de veilingparameters bepaald kunnen worden. Hiertoe is recent een publieke consultatie opgestart. De planning zoals afgesproken binnen het opvolgingscomité voorziet dat er na deze publieke consultatie tegen ten laatste 21 juli 2020 een referentiescenario gekozen zal worden. Tegen het einde van dit jaar zal Elia vervolgens haar rapport opmaken, en tegen 1 februari 2021 zal de regulator een voorstel formuleren aan de Minister over het te veilen volume. De Minister zal dan op basis hiervan en na overleg in de Ministerraad voor 31/03/2021 de volumes en de parameters vastleggen.

3-(FR) quantité nécessaire en T-4 et T-1 selon les projets d'AR actuels ?

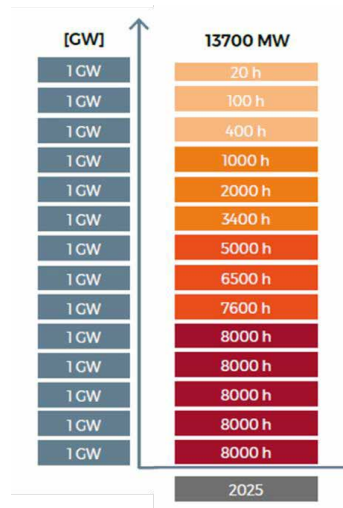
Le projet d'AR prescrit une procédure et une méthodologie pour déterminer le volume et les paramètres des enchères. La Ministre a demandé à la DG Énergie de déterminer le volume et les paramètres des enchères pour l'enchère de 2021 en collaboration avec le comité de suivi du CRM, en suivant déjà autant que possible le projet d'AR. La première étape consiste à déterminer un scénario de référence sur la base duquel le volume et les paramètres des enchères peuvent être déterminés. Une consultation publique a récemment été lancée à cet effet. Le planning tel que convenu au sein du comité de suivi prévoit qu'après cette consultation publique, un scénario de référence sera choisi pour le 21 juillet 2020 au plus tard. Elia établira ensuite son rapport pour la fin de cette année et le régulateur formulera une proposition au ministre sur le volume à mettre aux enchères d'ici le 1^{er} février 2021. Le ministre déterminera ensuite les volumes et les paramètres sur cette base et après concertation en Conseil des ministres avant le 31/03/2021.

4-(NL) hoe wordt 200u-limiet vertaald in het voorstel? Kan AD energie een overzicht geven per blok van 500-1000 MW hoeveel uren deze nodig zijn?

Het ontwerp KB voorziet in het artikel 11, dat :

“Art. 11. § 5. De capaciteit die nodig is om de totale piekcapaciteit gedurende gemiddeld minder dan 200 draaiuren per jaar te dekken, wordt voor elk blok van 100 MW bepaald door het gemiddelde aantal draaiuren dat nodig is om te voldoen aan het criterium van de bevoorradingszekerheid op basis van de duurcurve van de vraag (“load duration curve”). Dit zijn de uren dat een bepaalde capaciteit nodig is om het maximale elektriciteitsverbruik te dekken.”

Dit komt overeen met de methodologie zoals toegepast door Elia in haar Adequacy and Flexibility study (juni 2019). Deze kwam tot volgende resultaten (zie pagina 116):

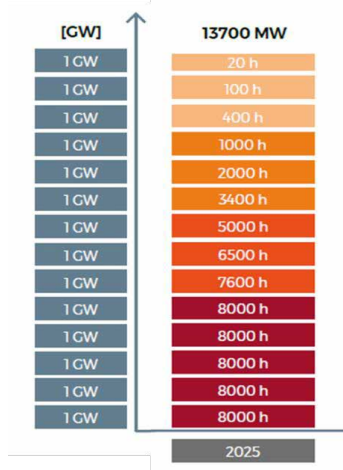


4-(FR) comment la limite de 200 heures sera-t-elle traduite dans la proposition ? La DG Energie peut-elle donner un aperçu par bloc de 500-1000 MW du nombre d'heures nécessaires ?

Le projet d'AR prévoit à l'article 11 que :

« Art. 11. § 5. La capacité nécessaire pour couvrir la capacité de pointe totale pendant moins de 200 heures en moyenne, est déterminée, pour chaque bloc de 100 MW, par le nombre d'heures moyen nécessaire pour respecter le critère de la sécurité d'approvisionnement sur la base de la courbe de durée de la demande (« load duration curve »). Il s'agit des heures dont une certaine capacité a besoin pour couvrir la consommation maximale d'électricité.

Cela correspond à la méthodologie telle qu'appliquée par Elia dans son « Adequacy and Flexibility study » (juin 2019). Celle-ci est parvenue aux résultats suivants (voir page 116):



5-(NL) Is verlengen van strategische reserve zinvol ook al er toch een CRM wordt gebruikt vanaf 2025?

De strategische reserve is goedgekeurd door de Europese Commissie tot en met de winter 2021-2022. Het eerste leveringsjaar binnen het CRM is 2025.

In het voorliggende ontwerp van het CRM ziet de AD Energie geen toegevoegde waarde in het behouden van de strategische reserve na 2025, aangezien het CRM reeds de bevoorradingszekerheid dient te verzekeren.

Voor de tussenliggende periode is echter inderdaad ook een nood aan bijkomende capaciteiten geïdentificeerd in de Adequacy and Flexibility Study van Elia van 2019. De Minister heeft de AD Energie daarom recent opgedragen om met het opvolgingscomité CRM de effectieve behoefte aan capaciteiten voor deze periode te analyseren en om eventuele maatregelen te evalueren. Deze werkzaamheden zijn zopas gestart met het oog op een verslag tegen midden juli, zoals door de Minister gevraagd.

Zonder vooruit te willen lopen op de conclusies, kan gemeld worden dat de strategische reserve enkele kenmerken vertoont die haar mogelijk minder geschikt maken om de tussenliggende periode te overbruggen.

De strategische reserve bestrijkt immers enkel de winterperiode. Bovendien opereren de capaciteiten die deelnemen aan de strategische reserve buiten de markt. Dit wil zeggen dat de capaciteiten die deelnemen aan de strategische reserve geen marktinkomsten genereren en zij dus een volledige vergoeding van de kosten voor hun beschikbaarheid vragen. Dit maakt haar minder geschikt/duur om nieuwe capaciteiten aan te trekken, terwijl is vastgesteld dat naast het behoud van de bestaande capaciteiten, ook een volume aan nieuwe capaciteiten noodzakelijk zal zijn in de periode 2022-2025. Daarenboven zijn er momenteel weinig bestaande capaciteiten buiten de markt beschikbaar (bvb. centrales in de mottenballen, hetgeen momenteel niet het geval is). Dit wil tot slot ook zeggen dat de capaciteiten binnen een strategische reserve niet bijdragen tot het aanbod en de prijsvorming in de markt en niet bijdragen tot de bevoorradingszekerheid buiten de winterperiode.

In conclusie lijkt de strategische reserve daardoor minder geschikt als maatregel voor de periode 2022-2025, wegens onzekerheid dat voldoende volume aangetrokken zal kunnen worden, potentieel hoge kosten voor het aantrekken van nieuwe capaciteiten, en een bijdrage tot de bevoorradingszekerheid die beperkt blijft tot momenten van schaarste tijdens de winter.

5-(FR) Est-il sensé de prolonger la réserve stratégique même si un CRM est utilisé à partir de 2025 ?

La réserve stratégique a été approuvée par la Commission européenne jusqu'à l'hiver 2021-2022 inclus. La première année de livraison dans le CRM est 2025.

Dans le présent projet du CRM, la DG Énergie ne voit aucune valeur ajoutée au maintien de la réserve stratégique après 2025, étant donné que le CRM doit déjà garantir la sécurité d'approvisionnement.

Toutefois, pour la période intermédiaire, un besoin de capacités supplémentaires a en effet été identifié dans l'« Adequacy and Flexibility Study » d'Elia de 2019. C'est la raison pour laquelle la Ministre a récemment chargé la DG Énergie d'analyser le besoin effectif de capacités pour cette période avec le comité de suivi CRM et d'évaluer d'éventuelles mesures. Ce travail vient de commencer en vue d'un rapport d'ici la mi-juillet, tel que demandé par la Ministre.

Sans vouloir préjuger des conclusions, l'on peut signaler que la réserve stratégique présente certaines caractéristiques qui peuvent la rendre moins adaptée pour passer la période intermédiaire.

En effet, la réserve stratégique ne couvre que la période hivernale. En outre, les capacités participant à la réserve stratégique opèrent en dehors du marché. Cela veut dire que les capacités participant à la réserve stratégique ne génèrent pas de recettes sur le marché et qu'elles demandent donc une rémunération totale des coûts pour leur disponibilité. Cela la rend donc moins adéquate/chère que d'attirer de nouvelles capacités, tandis qu'il a été établi qu'en plus du maintien des capacités existantes, un volume de nouvelles capacités sera également nécessaire durant la période 2022-2025. En outre, peu de capacités existantes sont disponibles pour le moment en dehors du marché (par ex. des centrales sous cocon, ce qui n'est pas le cas actuellement). Enfin, cela signifie également que les capacités dans une réserve stratégique ne contribuent pas à l'offre et à la formation des prix sur le marché et qu'elles ne contribuent pas à la sécurité d'approvisionnement en dehors de la période hivernale.

En conclusion, la réserve stratégique semble de ce fait moins appropriée comme mesure pour la période 2022-2025, en raison de l'incertitude de pouvoir attirer un volume suffisant, des coûts potentiellement élevés pour attirer de nouvelles capacités et d'une contribution à la sécurité d'approvisionnement qui reste limitée aux moments de pénurie pendant l'hiver.

6-(NL) wordt volgens AD energie een noodzaak van SR gedetecteerd tussen 2022 en 2025 en hoe groot zou die dan mogelijk zijn (grootte-orde)?

Ten eerste vermeldt de beslissing van de Europese Commissie betreffende het mechanisme van de strategische reserve van België¹¹ dat dit mechanisme slechts goedgekeurd is tot 31 maart 2022. Bijgevolg

¹¹ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272020/272020_1964726_118_2.pdf

zullen tot dusverre de winterperioden 2022-2023, 2023-2024, 2024-2025 niet gedekt zijn door het mechanisme van de strategische reserve.

Ten tweede wijzen de recente toereikendheidstudies op een stijging van de capaciteitsbehoefte in België vanaf de winter 2022-2023. Dit is onder meer te verklaren door de versnelde uitstap uit steenkool in de buurlanden die een negatieve impact heeft op onze invoercapaciteit tijdens de wintermaanden.

In de studie « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 » van Elia van juni 2019 bedraagt de behoefte aan nieuwe capaciteit 300 MW voor de winter 2023-2024 in het kader van het scenario « Base Case » en 1400 MW in het kader van het scenario « HiLo ». Hierbij weze opgemerkt dat tegen die periode twee Belgische kernreactoren de markt verlaten zullen hebben (Doel 3 en Tihange 2). Een recentere studie van Elia « The need for a strategic reserve for winter 2020-21 » die in november 2019 verschenen is, wijst op een behoefte van 500MW voor het scenario « HiLo » terwijl in het kader van het scenario « Base Case » een marge van 1300 MW verwacht wordt.

In functie van de bestudeerde scenario's werd tenslotte vanaf de winter 2022-2023 klaar en duidelijk een behoefte gedefinieerd. Aangezien het mechanisme van de strategische reserve zoals wij dat vandaag de dag kennen na de winter 2021-2022 niet meer operationeel zijn en het capaciteitsvergoedingsmechanisme niet verwacht wordt voor 2025 zullen er nochtans andere maatregelen moeten worden ingevoerd om in de behoefte te voorzien. Op vraag van Mevrouw de Minister zijn tussen de verschillende bevoegde partijen binnen het opvolgingscomité CRM reeds besprekingen opgestart om mogelijke maatregelen te verkennen. Een eerste vergadering hierover vond binnen het opvolgingscomité reeds plaats op 15/5/20.

6-(FR) Y a-t-il selon la DG Energie un besoin en RS détecté entre 2022 et 2025 et quel serait son ordre de grandeur ?

Premièrement, la décision de la Commission Européenne relative au mécanisme de la Réserve Stratégique de la Belgique¹² précise que ce mécanisme n'est approuvé que jusqu'au 31 mars 2022. Par conséquent, dans l'état actuel des choses, les périodes hivernales 2022-2023, 2023-2024, 2024-2025 ne seront pas couvertes par le mécanisme de la Réserve Stratégique.

Deuxièmement, les récentes études d'adéquation d'Elia démontrent une augmentation du besoin de capacité en Belgique à partir de l'hiver 2022-2023. Ceci s'explique notamment par la sortie anticipée du charbon dans les pays voisins qui engendre un impact négatif sur nos capacités d'importation durant les mois d'hiver.

Dans l'étude « Adequacy and Flexibility study for Belgium 2020-2030 » d'Elia de juin 2019, le besoin en nouvelle capacité s'élève à 300 MW pour l'hiver 2023-2024 dans le cadre du scénario « Base Case » et à 1400 MW dans le cadre du scénario « HiLo ». Notons que pour cette période, deux réacteurs nucléaires belges seront sortis du marché (Doel 3 et Tihange 2). Plus récemment, l'étude d'Elia « The need for a strategic reserve for winter 2020-21 » parue en novembre 2019 démontre un besoin de 500MW pour le scénario « HiLo » tandis qu'une marge de 1300 MW est attendue dans le cadre du scénario « Base Case ».

En conclusion, en fonction des scénarios étudiés, un besoin est bel et bien identifié à partir de l'hiver 2022-2023. Néanmoins, le mécanisme de la Réserve Stratégique tel qu'on le connaît aujourd'hui n'étant plus opérationnel après l'hiver 2021-2022 et le mécanisme de rémunération de la capacité n'étant pas attendu

¹² https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/272020/272020_1964726_118_2.pdf

avant 2025, d'autres mesures devront être mises en place pour pouvoir combler le besoin. A la demande de Madame la Ministre, des discussions ont déjà été entamées entre les différentes parties compétentes au sein du comité de suivi CRM pour explorer les possibilités de mesures. Une première réunion sur le sujet a en effet pris place le 15/05/20 en Comité de suivi.

7-(NL) Gelet op de huidige energiekosten op vlak van stroom, zijn er daarbij verbruikscategorieën waarvoor een degressiviteit van de doorrekening op basis van vergelijking met de buurlanden, verantwoord is?

PWC heeft een analyse uitgevoerd op basis van de vertrouwelijke gegevens die de CREG heeft verstrekt in het kader van haar studie "A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers" (StudieF20190507).

Bij de ontwikkeling van financieringsoptie 1 heeft PWC twee mogelijke degressiviteitsmechanismen geïdentificeerd:

1) een degressiviteit op basis van de EEAG-richtsnoeren; gericht op de elektro-intensieve sectoren die aan aanzienlijke concurrentie blootstaan, zoals beschreven in bijlage 3 (zie de in dit document verstrekte slides, in antwoord op de vragen van de PS-fractie hierboven),

2) een degressiviteit op basis van een degressiviteitsmodel van het Poolse CRM, dat momenteel wordt geanalyseerd door DG COMP, en dat sinds maart 2019 een diepgaand onderzoek ondergaat (zie de in dit document opgenomen slides in antwoord op de vragen van de PS-fractie hierboven).

Het is aan de regering om te beslissen over de invoering van een degressiviteitssysteem.

7-(FR) Compte tenu des coûts énergétiques actuels pour l'électricité, existe-t-il des catégories de consommation pour lesquelles la dégressivité de la tarification est justifiée sur la base d'une comparaison avec les pays voisins?

Une analyse a été réalisée par PWC sur base des données transmises à titre confidentiel par la CREG, recueillies dans le cadre de son étude « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers » (EtudeF20190507).

Dans le développement de l'option 1 de financement, PWC a identifié deux mécanismes de dégressivité possibles :

1) une dégressivité basée sur les lignes directrices EEAG ; ciblant les secteurs électro-intensifs exposés à une concurrence importante décrits dans l'annexe 3 (cf. slides fournis dans ce document, en réponse aux questions de la fraction du PS ci-dessus),

2) une dégressivité basée sur un modèle de dégressivité du CRM polonais, en cours d'analyse par la DG COMP, soumis à une 'in-depth investigation' depuis mars 2019 (cf. slide fourni dans ce document en réponse aux questions de la fraction du PS ci-dessus).

Il appartient au gouvernement de décider de l'introduction d'un système de dégressivité.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-fractie

1 –(NL) Wat waren de vragen van de Europese commissie en de antwoorden hierop, kan de informatie aan onze Commissie bezorgd worden?

Tijdens de parlementaire commissie van 6 mei had DG Energie in haar presentatie al aangegeven dat de vragen van DG Concurrentie betrekking hadden op verduidelijking en het verstuur van de definitieve versies van ontwerpbesluiten. De minister heeft tijdens dezelfde commissie ook aangegeven dat zij DG Concurrentie haar toestemming zou vragen om de vragen en de bijbehorende antwoorden te mogen verspreiden.

1-(FR) Quelles étaient les questions de la Commission européenne et les réponses associées ; l'information peut-elle être transmise à notre Commission ?

Lors de la commission parlementaire du 6 mai, la DG Energie a déjà indiqué dans sa présentation que les questions de la DG Concurrence portaient sur des questions de clarification et sur la fourniture des versions finales de projets d'arrêtés. Madame la Ministre a par ailleurs précisé durant cette même commission, qu'elle demanderait à la DG Concurrence son autorisation pour pouvoir diffuser les questions et les réponses associées.

2- (NL) Waarom is de keuze van de financiering essentieel voor de Europese Commissie?

Uit het verslag TSF: "Elia adds that from the moment a member state recognizes that state aid is involved, the financing mechanism is not the most critical. It could become critical in case exemptions would be given to some part of the consumers. Currently the Belgian state has listed the different options which should help DG competition in its overall assessment of the CRM design. If in a later stage there could be a political decision for some derogations, which would in such case be the topic of an additional notification and a separate decision from DG Competition. FPS Economy adds that the minister prefers that the next government takes a decision regarding the financing topic.

Het doel van de notificatie is dat DG COMP controleert of de CRM in overeenstemming is met de regels voor staatssteun en nagaat hoe deze kan worden gereguleerd om de geliberaliseerde elektriciteitsmarkt niet te verstoren. De financiering van het mechanisme (oorsprong van de financiering/afwenteling van de bedragen) is dus een essentieel onderdeel van de analyse en voor de volledigheid van het dossier; dit is ons officieel bevestigd door DG Mededinging.

Gezien de tijd die nodig is om een nieuwe volwaardige regering te vormen en de aankondiging van DG COMP dat het mogelijks van plan is een diepgaand onderzoek in te stellen (gemiddeld een jaar) op basis van alleen een volledig dossier, moet nu snel een besluit worden genomen over de wijze van financiering, omdat de invoering van de CRM aan een zeer strak operationeel tijdschema gebonden is.

2-(FR) Pourquoi le choix du financement est-il essentiel pour la Commission européenne?

Du rapport de la task force : « Elia ajoute qu'à partir du moment où un État membre reconnaît qu'il s'agit d'une aide d'État, le mécanisme de financement n'est pas le plus critique. Cela pourrait devenir

critique au cas où des exemptions seraient accordées à une partie des consommateurs. Actuellement, l'État belge a énuméré les différentes options qui devraient aider la DG Concurrence dans son évaluation globale de la conception du CRM. Si, à un stade ultérieur, il pouvait y avoir une décision politique pour certaines exemptions, qui dans ce cas ferait l'objet d'une notification supplémentaire et d'une décision distincte de la DG Concurrence. Le SPF Economie ajoute que le ministre préfère que le prochain gouvernement prenne une décision sur le sujet du financement.

L'objet de la notification est pour la DG Concurrence de vérifier si le CRM est conforme à la réglementation en matière d'aides d'Etat et de voir comment l'encadrer pour ne pas perturber le marché libéralisé de l'électricité. Le financement du mécanisme (origine du financement/ répercussion des montants) est donc un élément essentiel de l'analyse et de complétude du dossier; ceci nous a été confirmé officiellement par la DG Concurrence.

Etant donné les délais pour la formation d'un nouveau gouvernement de plein exercice, et l'intention potentielle annoncée par la DG COMP de vouloir mener une enquête approfondie (en moyenne un an) sur base seulement d'un dossier complet, la mise en place du CRM, soumise à un calendrier opérationnel très serré, requiert désormais une décision rapide sur le mode de financement.

3-(NL) Wat was de inhoud van het advies van de DG Ener van 4 mei 2020 over het implementatieplan en welke aanpassingen zullen worden doorgevoerd? Kan dit advies overgemaakt worden?

Het implementatieplan is ingediend op 22 november 2019. De Europese Commissie heeft volgens de Elektriciteitsverordening 4 maanden om haar advies over dit plan over te maken. Op 4 mei 2020 heeft de AD Energie een "advanced copy" van het advies van DG Ener op het implementatieplan ontvangen. Het advies is door DG Ener op 25 mei 2020 op haar website geplaatst en is vervolgens ook op de website van de FOD gepubliceerd. Overeenkomstig artikel 20, lid 5, van de elektriciteitsverordening zullen we eveneens het implementatieplan aanpassen binnen de drie maanden en dit aangepaste plan publiceren en aan de Commissie bezorgen.

De Commissie vraagt België om *zo veel als mogelijk* rekening te houden met de opmerkingen die zij maakt. Naast allerlei positieve feedback op de situatie in België zoals ze vandaag is en op de bijkomende maatregelen waartoe België zich verbonden heeft in het implementatieplan, kunnen drie opmerkingen geïdentificeerd worden die we moeten *overwegen*:

1. Balanceringsmarkten

De Commissie is van mening dat de alfacomponent al bepaalde kenmerken vertoont van een prijsstellersfunctie op basis van schaarste. De Commissie vraagt België echter te overwegen of de prijsstellersfunctie op basis van schaarste niet alleen van toepassing moet zijn op BRP's, maar ook op aanbieders van balanceringsdiensten (BSP's). Dit kan dienen ter ondersteuning van de voorzieningszekerheid door ervoor te zorgen dat BRP's en BSP's worden geconfronteerd met dezelfde prijs voor opgewekte/verbruikte energie, aangezien prijsdifferentiatie kan leiden tot inefficiënte arbitrage bij marktpelers. De Commissie is ook van mening dat de prijsstellersfunctie op basis van schaarste in werking moet worden gesteld door schaarste aan reserves in het systeem en dat de functie moet worden ingesteld om de prijzen van balanceringsenergie te verhogen tot de waarde van de niet-geleverde energie wanneer het systeem geen reserves meer

heeft. De Commissie vraagt België te overwegen zijn prijsstellingsregeling op basis van schaarste uiterlijk op 1 januari 2022 dienovereenkomstig te wijzigen.”

2. Vraagrespon

De uitrol van slimme meters met de nodige functies voortzetten en snel een eenvoudig en transparant kader instellen voor de toegang tot gegevens door in aanmerking komende partijen alsook consumenten en degenen aan wie zij toestemming geven, om de respectieve bepalingen (artikelen 23 en 24) van de elektriciteitsrichtlijn effectief in werking te stellen.

3. Sociaal tarief

De Commissie vestigt de aandacht van België op artikel 5, lid 4, onder d), betreffende de beperkte duur en op de desbetreffende jurisprudentie. Voorts wijst de Commissie erop dat vereist is dat de lidstaten een indicatief streefcijfer zullen vaststellen om de energiearmoede terug te dringen en beleidslijnen en maatregelen vaststellen om energiearmoede aan te pakken, en daarover verslag uitbrengen in hun geïntegreerde nationale energie- en klimaatvoortgangsverslag.

De AD Energie stelt voor om in de finale versie van het plan, aangepast aan het advies van de Commissie, de bevestiging te expliciteren dat België zich volledig inschakelt in de Europese wetgeving (vraagrespon en sociaal tarief) en de volledige toezegging dat de opmerkingen geformuleerd op de balanceringsmarkten geëvalueerd en overwogen zullen worden.

3-(FR) Quel était le contenu de l'avis de la DG Énergie du 4 mai 2020 sur le plan de mise en œuvre et quelles adaptations seront effectuées ? Cet avis peut-il être transmis ?

Le plan de mise en œuvre a été déposé le 22 novembre 2019. Selon le règlement sur l'électricité, la Commission européenne a 4 mois pour transmettre son avis sur ce plan. Le 4 mai 2020, la DG Énergie a reçu une « advanced copy » de l'avis de la DG Ener sur le plan de mise en œuvre. Le 25 mai 2020, la DG Ener a publié l'avis sur son site web, et la DG Energie l'a ensuite publié sur son site. Conformément à l'article 20, alinéa 5, du Règlement sur l'électricité, nous adapterons également le plan de mise en œuvre dans les trois mois, et nous publierons ce plan adapté et le transmettrons à la Commission.

La Commission demande à la Belgique de tenir compte *autant que possible* des remarques qu'elle fait. Hormis toutes sortes de feedbacks positifs sur la situation en Belgique telle qu'elle est aujourd'hui et sur les mesures supplémentaires auxquelles la Belgique s'est engagée dans son plan de mise en œuvre, trois remarques que nous devons *envisager* peuvent être identifiées :

1. Marchés d'équilibrage

La Commission estime que la composante alpha présente déjà certaines caractéristiques d'une fonction de tarification sur la base d'une pénurie. Cependant, la Commission demande à la Belgique de considérer si la fonction de tarification sur la base d'une pénurie doit s'appliquer non seulement aux BRP, mais aussi aux fournisseurs de services d'équilibrage (BSP). Cela pourrait servir à soutenir la sécurité d'approvisionnement en veillant à ce que les BRP et les BSP soient confrontés au même prix pour l'énergie produite/consommée, étant donné que la différenciation des prix peut entraîner un arbitrage inefficace entre les acteurs du marché. La Commission est

également d'avis que la fonction de tarification sur la base d'une pénurie doit être mise en place par une pénurie des réserves dans le système et que la fonction doit être organisée pour augmenter les prix de l'énergie d'équilibrage jusqu'à la valeur de l'énergie non livrée, lorsque le système n'a plus de réserves. La Commission demande à la Belgique d'envisager de modifier en conséquence son régime de tarification sur la base d'une pénurie au plus tard pour le 1^{er} janvier 2022.

2. Réponse de la demande

Poursuivre le déploiement de compteurs intelligents avec les fonctions nécessaires et établir rapidement un cadre simple et transparent pour l'accès aux données par les parties éligibles, ainsi que par les consommateurs et ceux à qui ils donnent leur consentement, afin de mettre en œuvre efficacement les dispositions respectives (articles 23 et 24) de la directive sur l'électricité.

3. Tarif social

La Commission attire l'attention de la Belgique sur l'article 5, alinéa 4, sous d), concernant la durée limitée et la jurisprudence en question. En outre, la Commission signale qu'il est nécessaire que les États membres fixent un objectif indicatif pour réduire la précarité énergétique, qu'ils déterminent des politiques et des mesures afin de lutter contre la précarité énergétique, et qu'ils en fassent rapport dans leur rapport national d'avancement intégré en matière d'énergie et de climat.

La DG Énergie propose de rendre explicite dans la version finale du plan, adaptée à l'avis de la Commission, la confirmation que la Belgique s'engage pleinement à respecter la législation européenne (réponse à la demande et tarif social) et l'engagement total que les remarques formulées sur les marchés d'équilibrage seront évaluées et envisagées.

4-(NL) Winters 22/23 , 23/24 en 24/25: vanaf dan moet rekening worden gehouden met verdwijnen van nucleaire capaciteit en is een nieuw advies van DG COMP nodig. Hoe zal dit aangepakt worden?

Aangezien de capaciteitsbehoefte vanaf de winter 2023-2023 door beide toereikendheidstudies van Elia¹³ bevestigd is, worden er momenteel overgangsmaatregelen onderzocht waarmee in de behoefte kan worden voorzien en die desgevallend moeten worden uitgewerkt.

Op 27 april 2020 heeft mevrouw de Minister haar administratie de opdracht gegeven om van zodra mogelijk binnen het opvolgingscomité CRM besprekingen op te starten over de opties die in april 2020 door de TNB geanalyseerd zijn. Concreet wordt aan het opvolgingscomité via zijn voorzitterschap het volgende gevraagd :

¹³ De studie Adequacy and Flexibility van juni 2019 en de studie Strategische reserve 2020-2021 van november 2019

- onderzoeken hoe groot de effectieve capaciteitsbehoefte gedurende de overgangsperiode is om de bevoorradingszekerheid te garanderen (via een eventuele versnelling van de werkzaamheden inzake de bepaling van de behoefte aan strategische reserve voor de 3 komende opeenvolgende winters);
- nagaan of het mogelijk is de maatregelen te integreren in het kader van de CRM-wet;
- bij de stakeholders polsen naar de interesse om aan die maatregelen deel te nemen en onder welke voorwaarden.

Binnen het Opvolgingscomité vond een eerste bespreking op 15 mei 2020.

Een rapport over die verzoeken wordt verwacht tegen half juli 2020 zodat de Minister kan beslissen of er al dan niet maatregelen moeten worden uitgewerkt.

Indien er nieuwe maatregelen tot stand moeten komen dan is het nodig daarover een kennisgeving te richten aan de DG Comp van de Europese Commissie.

4-(FR) Hivers 22/23, 23/24 et 24/25 : à partir de ces moments il faut tenir compte de la disparition de la capacité nucléaire et un nouvel avis de la DG Comp est nécessaire. Comment cela sera-t-il géré ?

Le besoin en capacité à partir de l'hiver 2022-2023 ayant été confirmé par les deux dernières études d'adéquation d'Elia¹⁴, des mesures transitoires permettant de combler ce besoin sont à l'étude et devront le cas échéant, être mises en place.

Le 27 avril 2020, Madame la Ministre a donné instruction à son administration de discuter dès que possible au sein du comité de suivi CRM des options analysées par le GRT en avril 2020. Concrètement, cette instruction demande au comité de suivi CRM, via sa présidence, de :

- vérifier le besoin effectif en capacités durant la période transitoire pour assurer la sécurité d'approvisionnement (via une accélération éventuelle des travaux relatifs à la détermination du besoin en réserve stratégique pour les 3 hivers consécutifs à venir). ;
- vérifier la possibilité d'intégrer les mesures dans le cadre de la loi CRM ;
- vérifier auprès des stakeholders l'intérêt de participer à ces mesures et sous quelles conditions.

Une première discussion a eu lieu le 15 mai 2020 en Comité de Suivi.

Un rapport est attendu pour mi-juillet 2020 sur ces demandes afin que la Ministre puisse décider du développement ou non de mesures.

Notons que si de nouvelles mesures devraient être mises en place, elles nécessiteraient une notification auprès de la DG Comp de la Commission Européenne.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-fractie

1-(NL) Welke berekeningen werden er gemaakt met betrekking tot de potentiële degressiviteit?

¹⁴ L'étude Adequacy and Flexibility de juin 2019 et l'étude Réserve Stratégique 2020-2021 de novembre 2019

Een uitgebreid antwoord werd gegeven via de hierboven gecommuniceerde slides in de antwoorden aan de PS-fractie (vragen aan AD Energie alleen).

Bij de ontwikkeling van financieringsoptie 1 heeft PWC twee mogelijke degressiviteitsmechanismen geïdentificeerd:

1) een degressiviteit op basis van de EEAG-richtsnoeren; gericht op de elektro-intensieve sectoren die aan aanzienlijke concurrentie blootstaan, zoals beschreven in bijlage 3 (zie de in dit document verstrekte slides, in antwoord op de vragen over de PS-fractie hierboven),

2) een degressiviteit op basis van een degressiviteitsmodel van het Poolse CRM, dat momenteel wordt geanalyseerd door DG COMP, en dat sinds maart 2019 een diepgaand onderzoek ondergaat (zie de in dit document opgenomen slides in antwoord op de vragen van de PS-fractie hierboven).

De toegekende korting kan vervolgens afgewenteld worden op de rest van de consumentenenvolpe; de door PWC uitgevoerde simulaties worden in de bovenstaande slides nader toegelicht.

Deze analyses werden door PWC aan het kabinet van de minister gepresenteerd in het kader van de presentatie van het beslissingsondersteunend instrument voor de financiering (november 2019).

1-(FR) Quels sont les calculs qui ont été réalisés sur des dégressivités potentielles ?

Une réponse extensive a été fournie via les slides communiqués ci-avant dans les réponses à la fraction PS (questions à la DG Energie seule).

Dans le développement de l'option 1 de financement, PWC a identifié deux mécanismes de dégressivité possibles :

- 1) une dégressivité basée sur les lignes directrices EEAG ; ciblant les secteurs électro-intensifs exposés à une concurrence importante décrits dans l'annexe 3(cf. slide ci-dessus),
- 2) une dégressivité basée sur modèle de dégressivité du CRM polonais, en cours d'analyse par la DG COMP, soumis à une 'in-depth investigation' depuis mars 2019 (cf. slide ci-dessus).

Pour réaliser des simulations, la DG Energie a pu utiliser, sous condition de confidentialité, les données de 2014 de la CREG récoltées dans son étude « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers » (EtudeF20190507)

La ristourne accordée peut être répercutée sur le reste de l'enveloppe des consommateurs ; les simulations réalisées par PWC sont détaillées dans les slides ci-avant.

Les analyses ont été présentées par PWC au Cabinet de Madame la Ministre, dans le cadre de la présentation de l'outil d'aide à la décision pour le financement (novembre 2019).

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE OPEN VLD-fractie

1-(NL) Kan u zeggen welke studies van het Planbureau gebruikt worden om de VoLL (Value of Loss Load) te bepalen? Kan u eveneens de berekeningswijze geven, evenals de argumentatie hiervoor? Wat is de relevantie van de VoLL voor de bevoorradingszekerheid?

Om deze vraag te beantwoorden deed het DG Energie van de FOD Economie een beroep op de expertise van het Federaal Planbureau. Hier is hun antwoord:

Kan u zeggen welke studies van het Planbureau gebruikt worden om de VoLL (Value of Loss Load) te bepalen?

Het Federaal Planbureau heeft in september 2004¹⁵ op vraag van het Directoraat-generaal Energie en de Ministerraad en in maart 2014¹⁶ op eigen initiatief een rapport gepubliceerd over de kosten van een nationale stroomonderbreking. In beide publicaties werd de waarde van de VoLL berekend.

Voor een voorstelling tijdens de parlementaire hoorzitting op 2 oktober 2018 naar aanleiding van de hoge nucleaire onbeschikbaarheid tijdens de winter 2018-2019 werd de waarde van de VoLL herberekend door het Federaal Planbureau.

Kan u eveneens de berekeningswijze geven, evenals de argumentatie hiervoor?

In (FPB, 2014) werden de kosten van een stroompanne op Belgisch grondgebied van één uur tijdens een werkdag op een tijdstip dat alle Belgische bedrijven actief zijn, becijferd. De inschatting van de totale maatschappelijke economische schade bedroeg ongeveer 120 miljoen euro.

De methodologie om de kosten te ramen, is gebaseerd op een verlies-aan-toegevoegde-waarderegressiemodel en data over de economische activiteit. In feite wordt elke (hoofd)activiteit geanalyseerd met betrekking tot haar afhankelijkheid van elektriciteit en de impact van mogelijke beperkingen van onderbrekingen op het toegevoegde-waardeproces. Voor de gezinnen wordt rekening gehouden met de negatieve gevolgen zoals de verminderde waarde van vrije tijd of de psychologische stress die optreedt wanneer een gezin niet weet wanneer elektriciteit terug beschikbaar zal zijn. Naast deze immateriële verliezen kunnen ook materiële verliezen optreden zoals wanneer koel- en ijskast voor langere tijd uitvallen. Om beide categorieën te evalueren, werd beroep gedaan op een zeer grootschalige enquête om via een discreet keuzemodel een bereidheid tot betalen (Willingness to Pay of WTP) om stroompannes te vermijden, af te leiden.

Deze methodologie kwam tot stand tijdens een Europees project waarbij de financiering werd voorzien door, onder andere, het onderzoeksproject SESAME (EU Framework 7 Programme, contract n° 261696). Gezien de studie dateert uit 2014 en in 2018 werd voorgesteld tijdens de parlementaire hoorzitting naar aanleiding van de hoge nucleaire onbeschikbaarheid in België tijdens de winter 2018-2019 (6 van de 7 nucleaire reactoren die, omwille van verschillende oorzaken, niet operationeel zouden zijn), werd besloten een bijkomende analyse uit te voeren. Er werd met name vastgesteld dat de cijfers van 2014 te updaten door de inflatie in rekening te brengen. Deze rekenwijze leidde tot de vaststelling dat, indien een nationale stroomonderbreking plaats zou vinden op een werkdag in november 2018, de maatschappelijke kost ingeschaald kon worden op 126 miljoen euro voor 1 uur onderbreking. De industrie draagt daarbij de grootste kost: ongeveer de helft van het totale bedrag komt op de schouders van de industrie terecht.

Wat is de relevantie van de VoLL voor de bevoorradingszekerheid?

¹⁵ <https://www.plan.be/uploaded/documents/200605091448107.WP0418nl.pdf>

¹⁶ https://www.plan.be/uploaded/documents/201403170843050.WP_1403.pdf

De VOLL of *value of lost load* geeft eigenlijk de kost (waarde of *value*) van een kWh (verbruik of *load*) die niet geleverd wordt (verloren is of *lost*) omwille van de panne weer. Deze kost is helemaal niet gelijk aan de aankoop prijs van elektriciteit en kan tot een hondervoud (of meer) oplopen. De schade wordt dan berekend door de VOLL te vermenigvuldigen met de hoeveelheid elektriciteit die gebruikt zou zijn tijdens de duur van de storing als er zich geen storing zou hebben voorgedaan. De VOLL schommelt in functie van de duur van de onderbreking (de gemiddelde waarde van een niet-geleverde kWh heeft de neiging om te dalen wanneer de onderbreking langer duurt), van het moment (een niet-geleverde kWh tijdens de nacht is minder waard dan eenzelfde hoeveelheid niet-geleverde elektriciteit in de loop van de dag) en van het type verbruiker (industriële sectoren hechten meer waarde aan elektriciteit dan gezinnen). De VOLL kan eveneens worden gebruikt om schadevergoedingen bij stroomonderbrekingen te ramen of bij het nemen van investeringsbeslissingen in elektriciteitsnetwerken en productiecentrales.

Wat de bevoorradingszekerheid betreft, was het in het verleden en in ongeliberaliseerde markten de gewoonte om grote capaciteitsmarges aan te houden om op elk moment aan de capaciteitseis te kunnen voldoen, wat vaak aanleiding gaf tot het aanhouden van marges die konden oplopen tot maar liefst 20% van de piekvraag. In een gewijzigde marktsituatie, i.c. een geliberaliseerde markt, is het aanhouden van dergelijke hoeveelheden noch efficiënt, noch houdbaar. Hoeveel reservecapaciteit door de verschillende marktspelers in een geliberaliseerde markt moet aangehouden worden, zou idealiter afgeleid dienen te worden uit de signalen die de markt geeft, m.n. de prijs. Dit is echter verre van evident omwille van twee redenen. Enerzijds is er de eenmaking van de Europese elektriciteitsmarkt. In het spoor van deze eenmaking vinden grotere commerciële uitwisselingen via geïnterconnecteerde netwerken plaats wat aanleiding kan geven (bij gebrek aan bijkomende investeringen) tot een krimp in de reservetransportcapaciteit. Anderzijds veroorzaakt een verhoogde concurrentie tussen de producenten een verlaagde stimulans om in productiecapaciteit te investeren. Dit heeft op haar beurt te maken met problemen als *free riding* (wanneer een andere onderneming investeert, hoef ik het niet te doen) en het mechanisme van *cost cutting*, waardoor een daling in de investeringen leidt tot een daling van de reserveproductiecapaciteit.

Een elektrisch systeem is 'leveringszeker' wanneer aan drie voorwaarden voldaan wordt: de normale werking van het systeem wordt verzekerd, het aantal incidenten wordt beperkt en grote incidenten die mogelijks een impact hebben op het volledige systeem worden vermeden, wanneer grote incidenten toch optreden, wordt hun impact en duur zoveel mogelijk beperkt.

De leveringszekerheid kan verhoogd worden, maar daarbij dienen twee bedenkingen gemaakt te worden:

1. bij een verhoging van de leveringszekerheid moet een afweging gemaakt worden tussen een verdere daling van het aantal potentiële incidenten en het prijskaartje dat daar tegenover staat. Wanneer men immers de kans op het voorkomen van een incident steeds verder wil terugdringen, zal men daar een aanzienlijke prijs voor dienen te betalen, en het is dan ook nodig te weten of de gemaakte kosten opwegen tegen de baten (die bestaan uit de vermeden schade veroorzaakt door de storing),
2. het systeem kan nooit 100% waterdicht gemaakt worden en storingen kunnen, zelfs bij het aanhouden van reserves, nog optreden (door bijvoorbeeld uitzonderlijke weersomstandigheden zoals stormen).

1-(FR) Pouvez-vous dire quelles études du Bureau du plan ont été utilisées pour déterminer la VoLL (Value of Loss Load)? Pouvez-vous également donner la méthode de calcul, ainsi que l'argumentation à ce sujet ? Quelle est la pertinence de la VoLL pour la sécurité de l'approvisionnement ?

Pour répondre à cette question, la DG Energie du SPF Economie a fait appel à l'expertise du Bureau Fédéral du Plan. Voici leur réponse :

Pouvez-vous dire quelles études du Bureau fédéral du Plan sont utilisées pour déterminer la VoLL (Value of Loss Load) ?

Le Bureau fédéral du Plan a, en septembre 2004¹⁷ à la demande de la Direction générale de l'Energie et du Conseil des Ministres et en mars 2014¹⁸ de sa propre initiative, publié un rapport sur les coûts d'une panne de courant nationale. La valeur de la LoLL a été calculée dans les deux publications.

En vue d'une présentation lors de l'audition parlementaire du 2 octobre 2018 faisant suite à la grande indisponibilité nucléaire pendant l'hiver 2018-2019, la valeur de la LoLL a été recalculée par le Bureau fédéral du Plan.

Pouvez-vous également donner la méthode de calcul, ainsi que l'argumentation pour celle-ci ?

Dans (BFP, 2014), les coûts d'une panne d'électricité sur le territoire belge d'une seule heure pendant un jour ouvrable à un moment où toutes les entreprises belges sont actives ont été chiffrés. L'estimation du préjudice social et économique total s'élevait à environ 120 millions d'euros.

La méthodologie utilisée pour estimer les coûts est basée sur un modèle de régression des pertes en valeur ajoutée et sur des données concernant l'activité économique. En fait, chaque activité (principale) est analysée en ce qui concerne sa dépendance à l'électricité et l'impact d'éventuelles restrictions d'interruptions sur le processus de valeur ajoutée. Pour les ménages, il est tenu compte des conséquences négatives, telles que la réduction de la valeur du temps libre ou le stress psychologique qui survient lorsqu'une famille ne sait pas quand l'électricité sera de nouveau disponible. Outre ces pertes immatérielles, des pertes matérielles peuvent également survenir, comme lorsque les réfrigérateurs et congélateurs ne fonctionnent pas pendant une longue période. Afin d'évaluer les deux catégories, l'on a eu recours à une enquête à très grande échelle pour déduire, via un modèle de choix discret, une disposition à payer (Willingness to Pay ou WTP) afin d'éviter les pannes électriques.

Cette méthodologie a été créée pendant un projet européen dont le financement a été assuré, entre autres, par le projet de recherche SESAME (7^{ème} programme-cadre de l'UE, contrat n° 261696). Vu que l'étude date de 2014 et qu'elle a été présentée en 2018 lors de l'audition parlementaire faisant suite à la grande indisponibilité nucléaire en Belgique pendant l'hiver 2018-2019 (6 des 7 réacteurs nucléaires qui ne seraient pas opérationnels pour diverses raisons), il a été décidé d'effectuer une analyse supplémentaire. Il a entre autres été décidé d'actualiser les chiffres de 2014 en prenant en compte l'inflation. Cette méthode de calcul a conduit au constat que si une coupure de courant nationale avait lieu un jour ouvrable de novembre 2018, le coût social pourrait être estimé à 126 millions d'euros pour

¹⁷ <https://www.plan.be/uploaded/documents/200605091448107.WP0418nl.pdf>

¹⁸ https://www.plan.be/uploaded/documents/201403170843050.WP_1403.pdf

une heure d'interruption. L'industrie supporte le coût principal : environ la moitié du montant total revient sur les épaules de l'industrie.

Quelle est la pertinence de la VoLL pour la sécurité d'approvisionnement ?

La VoLL, ou « *value of lost load* », représente en fait le coût (valeur ou *value*) d'un kWh (consommation ou *load*) qui n'est pas livré (qui est perdu ou *lost*) en raison de la panne. Ce coût n'est pas du tout égal au prix d'achat de l'électricité et il peut s'élever jusqu'au centuple (ou plus).

Le dommage est alors calculé en multipliant la VoLL par la quantité d'électricité qui aurait été utilisée pendant la durée de l'interruption si aucune panne n'était survenue. La VoLL fluctue en fonction de la durée de l'interruption (la valeur moyenne d'un kWh non livré a tendance à diminuer lorsque l'interruption dure plus longtemps), du moment (un kWh non livré pendant la nuit vaut moins que la même quantité d'électricité non livrée le jour) et du type de consommateur (les secteurs industriels accordent plus de valeur à l'électricité que les ménages). Le VoLL peut également être utilisé pour estimer les dommages en cas de pannes de courant ou lors de la prise de décisions d'investissement dans les réseaux électriques et les usines de production.

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, il était habituel dans le passé et sur les marchés non libéralisés de maintenir de grandes marges de capacité afin de pouvoir répondre à tout moment aux exigences de capacité, ce qui donnait souvent lieu à des marges pouvant aller jusqu'à pas moins de 20 % de la demande de pointe. Dans une situation de marché différente, c'est-à-dire un marché libéralisé, le maintien de telles quantités n'est ni efficace ni tenable. La quantité de capacité de réserve qui doit être détenue par les différents acteurs du marché dans un marché libéralisé devrait idéalement être dérivée des signaux donnés par le marché, c'est-à-dire par le prix. C'est toutefois loin d'être évident pour deux raisons. D'une part, il y a l'unification du marché européen de l'électricité. Dans le sillage de cette unification, des échanges commerciaux plus grands se déroulent via des réseaux interconnectés, ce qui peut donner lieu (en l'absence d'investissements supplémentaires) à une réduction de la capacité de transport de réserve. D'autre part, une concurrence accrue entre les producteurs cause un stimulant moindre pour investir dans la capacité de production. Cette situation est à son tour liée à des problèmes tels que le *free riding* (lorsqu'une autre entreprise investit, je ne dois pas le faire) et le mécanisme de *cost cutting*, qui fait qu'une diminution des investissements entraîne une diminution de la capacité de production de réserve.

Un système électrique est « sûr du point de vue de l'approvisionnement » lorsque trois conditions sont remplies :

- le fonctionnement normal du système est garanti,
- le nombre d'incidents est limité et les grands incidents pouvant avoir un impact sur tout le système sont évités,
- lorsque des incidents de grande taille surviennent tout de même, leur impact et leur durée sont limités au maximum.

La sécurité d'approvisionnement peut être accrue, mais il convient à cet égard de formuler deux considérations :

1. lors d'une augmentation de la sécurité d'approvisionnement, il convient de peser le pour et le contre entre une nouvelle réduction du nombre d'incidents potentiels et le prix qui lui est opposé. Lorsque l'on veut en effet réduire davantage le risque d'un incident, on doit en payer le prix fort,

et il est dès lors nécessaire de savoir si les frais encourus l'emportent sur les bénéfices (qui se composent des dommages évités causés par la panne),

2. le système ne peut jamais être rendu étanche à 100 % et des pannes peuvent toujours survenir, même lorsque des réserves sont maintenues (en raison par exemple de conditions météorologiques exceptionnelles telles que des tempêtes).

2 –(NL) Heeft de FOD of de Minister zelf een klimaatstudie uitgevoerd ter voorbereiding van de indiening van het CRM dossier bij de Europese Commissie, waarbij de impact van de klimaatverandering op het voorkomen van strenge winters geanalyseerd wordt ?

Door de AD Energie van de FOD Economie of door Mevrouw de Minister werd geen enkele studie naar de impact van de klimaatverandering besteld/gerealiseerd.

Nochtans wenst de AD Energie van de FOD Economie op basis van de bestaande literatuur eraan te herinneren dat er heden ten dage geen wetenschappelijke consensus bestaat over de effecten van de klimaatverandering. Dit werd ons eveneens informeel bevestigd door professoren van de Universiteit van Delft. Verscheidene theorieën werden naar voren geschoven. Om er slechts twee te citeren : sommigen gewagen van minder frequente en minder strenge koudegolven ¹⁹, anderen spreken van de verzwakking van de Gulf Stream²⁰ zou die leiden tot klimaatuitersten met strengere winters en hetere en drogere zomers.

Die meningsverschillen maken de oefening inzake modelvorming van de impact van de klimaatverandering op de toereikendheid van het elektrisch systeem des te complexer. De AD Energie maant dus aan tot voorzichtigheid. Zo lijkt het niet relevant of wetenschappelijk onderbouwd om de zogenaamde « extreme »²¹ jaren te schrappen in het staal van historische klimaatjaren dat gebruikt is in de studies naar de Belgische of Europese toereikendheid. Zo ook is het toekennen van een toevalsprobabiliteit aan een of ander historisch jaar een oefening die riskant kan blijken te zijn gelet op de onzekerheden die met die probabiliteit gepaard gaan en gezien de impact die dit zou kunnen hebben op het model (impact op de vraag, op de rendabiliteit van de centrales, op de LOLE-uren, enz.)

Ook al erkent de AD Energie van FOD Economie het belang van de impact van de klimaatverandering op de toereikendheid van het systeem, toch pleit zij ervoor veeleer de werkzaamheden verder te zetten die zijn opgestart binnen ENTSO-E en houdt zij vol dat de toekomstige Belgische studies van de TNB niet zouden mogen afwijken van wat op Europees niveau wordt aanbevolen teneinde coherentie tussen de nationale en de Europese studies te bewaren.

¹⁹ https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf

²⁰ <https://phys.org/news/2019-08-gulf-stream-seas-hotter-florida.html>

²¹ Wij herinneren eraan dat de meteorologen meer dan 30 jaar aan historische observaties gebruiken om 'normale' seizoenen te berekenen. Verder wordt aanbevolen voor meer zeldzame of extreme gebeurtenissen gebruik te maken van de beschikbare historische waarnemingen, https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=4166

2-(FR) Le SPF Economie ou la Ministre en personne, a-t-il mené une étude sur le climat en préparation de l'introduction du dossier CRM auprès de la Commission européenne, où l'impact du changement climatique sur la survenue d'hivers rigoureux est analysé ?

Aucune étude sur l'impact du changement climatique n'a été commandée/réalisée par la DG Energie du SPF Economie ou par Madame la Ministre.

Néanmoins, se basant sur la littérature existante, la DG Energie du SPF Economie souhaite rappeler qu'il n'existe à ce jour aucun consensus d'un point de vue scientifique sur les effets du changement climatique. Ceci nous a également été confirmé de manière informelle par des professeurs de l'Université de Delft. Plusieurs théories sont avancées. Pour n'en citer que deux : certains font état de vagues de froid moins fréquentes et moins rigoureuses²², d'autres parlent de l'affaiblissement du Gulf Stream²³ ayant pour conséquence de rencontrer des extrêmes climatiques plus marqués avec des hivers plus rigoureux et des étés plus secs et plus chauds.

Ces divergences d'opinions rendent l'exercice de modélisation de l'impact du changement climatique sur l'adéquation du système électrique d'autant plus complexe. La DG Energie du SPF Economie appelle donc à la prudence. Ainsi, il ne semble pas pertinent ou scientifiquement justifié d'extraire de l'échantillon d'années climatiques historiques utilisé dans les études d'adéquation belges ou européennes les années dites « extrêmes »²⁴. De la même manière, attribuer une probabilité d'occurrence à l'une ou l'autre année historique est un exercice qui peut s'avérer risqué au vu des incertitudes qui entourent ces probabilités et de l'impact que cela pourrait avoir sur le modèle (impact sur la demande, sur les rentabilités des centrales, sur les heures de LOLE, etc.).

Enfin, si la DG Energie du SPF Economie reconnaît l'importance de l'impact du changement climatique sur l'adéquation du système, elle encourage plutôt à poursuivre les travaux qui ont débuté au sein d'ENTSO-E et soutient que les futures études belges du GRT ne devraient pas s'écarter de ce qui est préconisé au niveau européen afin d'assurer une cohérence entre les études nationales et européennes.

3 –(NL) De Europese Commissie wil dat het systeem van scarcity pricing tegen 1 januari 2022 uitgebreid wordt. De CREG heeft hierover naar eigen zeggen al heel wat onderzoek gedaan en zou tegen eind dit jaar klaar zijn met het studiewerk. Is de FOD/Minister op de hoogte van dit onderzoek en haar resultaten?

De Europese Commissie vraagt dat België *overweegt* om tegen 1 januari 2022 haar prijsstellingsregeling op basis van schaarste aan te passen. De AD Energie begrijpt dat dit onderwerp inderdaad reeds bestudeerd is en nog wordt. De conclusies (en openstaande vragen) die blijken uit vorige studies zijn reeds

²² https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf

²³ <https://phys.org/news/2019-08-gulf-stream-seas-hotter-florida.html>

²⁴ Rappelons que les météorologues utilisent plus de 30 ans d'observations historiques afin de calculer des 'normales' saisonnières. De plus, pour les événements plus rares ou extrêmes on conseille d'utiliser toutes les observations historiques disponibles, https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=4166

beschreven in het implementatieplan. Wij hebben nog geen kennis van de resultaten van het lopende onderzoek, die naar ons begrip pas tegen het einde van het jaar beschikbaar zullen zijn.

3-(FR) La Commission européenne souhaite que le système du « scarcity pricing » soit étendu d'ici le 1^{er} janvier 2022. La CREG a, selon ses propres dires, déjà effectué de nombreuses études sur ce sujet et elle devrait avoir terminé son travail d'étude d'ici la fin de cette année. Le SPF/la Ministre est-il/elle au courant de cette étude et de ses résultats ?

La Commission européenne invite la Belgique *d'envisager* de modifier son régime de valorisation de la rareté au plus tard d'ici au 1^{er} janvier 2022. La DG Energie comprend qu'en effet, ce sujet a déjà été étudié et qu'il l'est encore. Les conclusions (et les questions ouvertes) qui ressortent des études précédentes ont déjà été décrites dans le plan de mise en œuvre. Nous ne connaissons pas encore les résultats de l'étude en cours qui, d'après ce que nous comprenons, ne seront disponibles que d'ici la fin de l'année.

4 –(NL) Met het huidige voorstel van volumebepaling, uitgewerkt door de FOD en fundamenteel afwijkend van het CREG-voorstel, kan de CRM-kost vele malen hoger zijn dan de kost van de verwachte afschakeling. Waarom wordt een dergelijke potentiële kostenoverschrijding toegelaten?

De FOD wenst erop te wijzen dat de methodologie zoals beschreven in het CREG-voorstel *fundamenteel afwijkt* van de elders toegepaste methodologieën. Het KB zoals opgemaakt door de FOD wijkt in die zin fundamenteel af van het voorstel van de CREG, in dat het in grote lijnen overeenkomt met reeds elders toegepaste en door de Commissie goedgekeurde methodologieën.

Voor het innovatieve karakter van haar voorstel baseert de regulator zich op de Europese verordening 2019/943. Hier worden echter voorafnames gemaakt door de regulator op de methodologieën zoals deze op Europees niveau zullen worden bepaald enerzijds, en op de keuzes die de wetgever vervolgens zal maken met betrekking tot het bevoorradingszekerheids criterium anderzijds.

Het voorstel van de regulator is naar onze analyse in tegenspraak met de Belgische wet in dat het toelaat om het bevoorradingszekerheids criterium niet te respecteren (budgetlimiet) en dit zelfs plausibel maakt door de gemaakte keuzes in het ontwerp (groot volume uitgesteld tot T-1). Zie supra en het volledige advies van de AD Energie op het voorstel van de regulator.

De impact van de voorgestelde methodologie op de kostprijs is daarenboven niet eenduidig en kan zowel positief als negatief zijn (zie supra: potentieel positieve impact in T-4, potentieel negatieve impact in T-1).

De AD Energie is van mening dat de methodologie zoals beschreven in het bij de Commissie ingediende KB beantwoordt aan de Europese en Belgische wetgeving en dat het zal toelaten om de bevoorradingszekerheid te respecteren tegen minimale kost. Deze door de wet bepaalde doelstellingen zijn trouwens doorheen het hele design van het mechanisme het oogmerk geweest.

De wetgever kan er uiteraard voor kiezen om het bevoorradingszekerheids criterium aan te passen en/of voor te schrijven dat het CRM het bevoorradingszekerheids criterium niet in elk geval dient te verzekeren - ie volgens het voorstel van de CREG voorschrijven dat het verzekeren van de bevoorradingszekerheid via het CRM maximaal de kost van een afschakeling bedraagt, daarbij aanvaardend dat indien dit budget niet voldoende blijkt, het voorziene aantal uren toeneemt gedurende dewelke de lading niet gedekt zal

kunnen worden. In dat geval zal de AD Energie zich hier uiteraard in inschrijven. Tot zolang lijkt ons van *kostenoverschrijding* geen sprake, maar – dankzij het systeem van veilingen – enkel van een *enige en juiste kost*.

4-(FR) Avec la proposition actuelle de détermination du volume élaborée par le SPF et fondamentalement différente de la proposition de la CREG, le coût du CRM *peut* être plusieurs fois supérieur au coût du délestage escompté. Pourquoi un tel dépassement de coût potentiel est-il autorisé?

Le SPF tient à souligner que la méthodologie telle que décrite dans la proposition de la CREG diffère fondamentalement des méthodologies appliquées ailleurs. L'AR tel que rédigé par le SPF diffère fondamentalement de la proposition de la CREG en ce sens qu'il correspond dans les grandes lignes aux méthodologies déjà appliquées ailleurs et approuvées par la Commission.

Pour le caractère innovant de sa proposition, le régulateur se base sur le règlement européen 2019/943. Ici, le régulateur fait cependant des présuppositions sur les méthodologies telles qu'elles seront déterminées au niveau européen d'une part, et sur les choix que le législateur fera ensuite en ce qui concerne le critère de sécurité d'approvisionnement d'autre part.

Selon notre analyse, la proposition du régulateur est en contradiction avec la loi belge en ce sens qu'elle permet de ne pas respecter le critère de sécurité d'approvisionnement (limite budgétaire) et qu'elle le rend même plausible par les choix effectués dans le projet (volume important reporté à T-1). Voir supra et l'avis complet de la DG Énergie sur la proposition du régulateur.

En outre, l'impact de la méthodologie proposée sur le coût n'est pas univoque et il peut être aussi bien positif que négatif (voir supra : impact positif potentiel dans T-4, impact négatif potentiel dans T-1).

La DG Énergie est d'avis que la méthodologie telle que décrite dans l'arrêté royal déposé à la Commission répond à la législation européenne et belge, et qu'elle permettra de respecter la sécurité d'approvisionnement à un coût minimal. Ces objectifs fixés par la loi ont été l'objectif tout au long de la conception du mécanisme.

Le législateur peut bien sûr choisir d'adapter le critère de sécurité d'approvisionnement et/ou de prescrire que le CRM ne doit pas garantir dans tous les cas le critère de sécurité d'approvisionnement - c'est-à-dire, selon la proposition de la CREG, prescrire que garantir la sécurité d'approvisionnement via le CRM s'élève au maximum au coût d'un délestage, en acceptant que si ce budget ne s'avère pas suffisant, le nombre prévu d'heures pendant lesquelles la charge ne pourra pas être couverte, augmentera. Dans ce cas, la DG Énergie y souscrita bien entendu. À ce jour, il ne nous semble pas qu'il soit question de *dépassement des coûts*, mais - grâce au système des enchères - seulement d'un *seul et unique coût*.

5-(NL) Wat is de impact van de factuur op de gezinnen, kmo's en grote bedrijven indien de CRM-kost gefinancierd wordt door de Elia-tarieven? Waar ligt het verschil tussen de tariefdragers 'verbruik' (kWh) en 'capaciteit' (kW)? Wat is de impact van een eventuele degressiviteit voor elektro-intensieve gebruikers?

De mogelijkheid om de impact van de CRM op de factuur van de consument die bereid zou zijn om zijn vraag te sturen te laten evolueren, is nog niet het onderwerp geweest van diepgaande studies. Na de

identificatie van de financieringsoptie had de AD Energie het Parlement immers meegedeeld dat het nodig zou zijn om te bepalen hoe de kosten van de CRM zouden worden doorgerekend op de factuur van de consument (verbruikt volume / capaciteit / piekverbruik ...) (zie slide 17 "next steps" van de PWC-presentatie aan de klimaatcommissie van 18.12.2019). Deze stap is nog niet geanalyseerd en moet pas worden geanalyseerd als de financieringsoptie vastgesteld is.

Wat betreft het potentiële vraagbeheer van residentiële consumenten zou er een brede invoering van smart meters moeten komen. Dit is echter een regionale bevoegdheid. Inderdaad, als sommige consumenten bereid zijn zich voor een beter tarief te laten "afschakelen", gaat dit hand in hand met een gepaste consumptiemeting.

Wat de impact van de kosten van CRM per categorie van consumenten betreft, hebben ELIA en de CREG in 2018, op verzoek van de minister, een studie uitgevoerd die dezelfde orde van grootte gaf.

De assumpties waren de volgende :

- Kost 350M€/jaar
- Prijs excl BTW
- Basisjaar 2017
- Optie 1 (ODV per kWh)

Voor ELIA (analyse van 03.07.2018) werd de volgende tabel gepresenteerd:

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.500.000	7.789.845,34 €
Heel grote industriële klant	1.000.000	5.193.230,23 €
Heel grote industriële klant	500.000	2.596.615,11 €
Grote industriële klant	100.000	519.323,02 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	129.830,76 €
Kleine industriële klant	10.000	51.932,30 €
Kleine industriële klant	1.000	4.705,26 €
KMO	50	235,26 €
Huishouden	3,5	16,47 €

Voor de CREG (analyse van 29.06.2018) werd de volgende tabel gepresenteerd:

Option 1a – Approximation de l'impact sur la facture de clients types (HTVA)

Type de client final	Coût additionnel EUR/an HTVA
Très gros industriel	2.620.239
Gros industriel	524.048
Industriel moyen	131.012
Petit industriel	52.405
PME	237
Ménage	17

De AD Energie heeft deze twee studies vervolgens gebruikt als basis voor verdere werkzaamheden met PWC, die op 18.12.2018 aan de klimaatcommissie werden voorgesteld.

Daarnaast heeft ELIA in haar analyse voor 2018 ook simulaties uitgevoerd van het effect van één financiering per kW

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Totale piek tijdens 5 kwartieren met hoogste Belpex-prijs [MW/kW]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.500.000	900 MW	5.951.980,04 €
Heel grote industriële klant	1.000.000	500 MW	3.306.655,58 €
Heel grote industriële klant	500.000	200 MW	1.322.662,23 €
Grote industriële klant	100.000	60 MW	396.798,67 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	25 MW	165.332,78 €
Kleine industriële klant	10.000	15 MW	99.199,67 €
Kleine industriële klant	1.000	803,95 kW	5.316,77 €
KMO	50	39,872 kW	263,69 €
Huishouden	3,5	2,936 kW	19,42 €

Bij de ontwikkeling van financieringsoptie 1 (ODV) heeft PWC twee mogelijke degressieve mechanismen geïdentificeerd:

- 1) een degressiviteit op basis van de EEAG-richtsnoeren; gericht op de elektro-intensieve sectoren die aan aanzienlijke concurrentie blootstaan, zoals beschreven in bijlage 3 (zie onderstaande slide),
- 2) een degressiviteit op basis van het degressiviteitsmodel van de Poolse CRM, dat momenteel door DG COMP wordt geanalyseerd en dat sinds maart 2019 aan een diepgaand onderzoek is onderworpen (zie onderstaande slide).

Om simulaties uit te voeren, kon AD Energie (en zijn consultant PWC), onder voorwaarden van vertrouwelijkheid, gebruik maken van de gegevens van de CREG uit 2014 die werden verzameld in haar studie " A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers " (Studie (F) 20190507).

De toegekende korting kan vervolgens afgewenteld worden op de rest van de consumentenveloppe; de door PWC uitgevoerde simulaties worden in de onderstaande slides nader toegelicht.

5-(FR) Quel est l'impact sur la facture des ménages, des PME et des grandes entreprises si le coût du CRM est financé par les tarifs d'Elia? Où est la différence entre la facturation en termes de « consommation » (kWh) et en termes de « capacité » (kW)?
Quel est l'impact d'une éventuelle dégressivité pour les utilisateurs électro-intensifs?

La possibilité de faire évoluer l'impact du CRM sur la facture du consommateur qui serait prêt à gérer sa demande n'a pas encore fait l'objet d'études approfondies. En effet, après l'identification de l'option de financement, la DG Energie avait informé le Parlement qu'il faudrait déterminer la façon dont les coûts du CRM seraient répercutés sur la facture du consommateur (volume consommé/ capacité/ consommation à la pointe...) (cf. slide 17 « next steps » de la présentation PWC à la Commission Climat du 18.12.2019). Cette étape n'est pas encore analysée ; devait l'être qu'à partir du moment où l'option de financement serait déterminée.

En ce qui concerne la gestion de la demande potentielle par les consommateurs résidentiels, il faudrait un déploiement généralisé des compteurs intelligents. Or, il s'agit d'une compétence régionale. En effet, si certains consommateurs sont prêts à se faire « délester » contre un meilleur tarif, cela va de pair avec une installation de comptage adéquate.

En ce qui concerne l'impact du coût du CRM par catégorie de consommateurs, ELIA et la CREG avaient réalisé une étude en 2018, à la demande de la Ministre, qui ont donné les mêmes ordres de grandeurs.

Les hypothèses étaient les suivantes :

- Coût de 350M€/an
- Prix HTVA
- Année de base 2017
- Option 1 (OSP par kWh)

Pour ELIA (analyse du 03.07.2018), le tableau suivant a été présenté :

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.500.000	7.789.845,34 €
Heel grote industriële klant	1.000.000	5.193.230,23 €
Heel grote industriële klant	500.000	2.596.615,11 €
Grote industriële klant	100.000	519.323,02 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	129.830,76 €
Kleine industriële klant	10.000	51.932,30 €
Kleine industriële klant	1.000	4.705,26 €
KMO	50	235,26 €
Huishouden	3,5	16,47 €

Pour la CREG (analyse du 29.06.2018), le tableau suivant a été présenté :

Option 1a – Approximation de l'impact sur la facture de clients types (HTVA)

Type de client final	Coût additionnel EUR/an HTVA
Très gros industriel	2.620.239
Gros industriel	524.048
Industriel moyen	131.012
Petit industriel	52.405
PME	237
Ménage	17

La DG Energie a ensuite repris ces deux études comme base pour mener la suite des travaux avec PWC qui ont été présentés le 18.12.2018 à la Commission Climat.

Par ailleurs, dans son analyse de 2018, ELIA a également réalisé des simulations de l'impact d'un prélèvement par kW:

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Totale piek tijdens 5 kwartieren met hoogste Belpex- prijs [MW/kW]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.500.000	900 MW	5.951.980,04 €
Heel grote industriële klant	1.000.000	500 MW	3.306.655,58 €
Heel grote industriële klant	500.000	200 MW	1.322.662,23 €
Grote industriële klant	100.000	60 MW	396.798,67 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	25 MW	165.332,78 €
Kleine industriële klant	10.000	15 MW	99.199,67 €
Kleine industriële klant	1.000	803,95 kW	5.316,77 €
KMO	50	39,872 kW	263,69 €
Huishouden	3,5	2,936 kW	19,42 €

Dans le développement de l'option 1 de financement, PWC a identifié deux mécanismes de dégressivité possibles :

- 1) une dégressivité basée sur les lignes directrices EEAG ; ciblant les secteurs électro-intensifs exposés à une concurrence importante décrits dans l'annexe 3 (cf. slide ci-dessus dans le document, réponses aux questions de la fraction PS)
- 2) une dégressivité basée sur modèle de dégressivité du CRM polonais, en cours d'analyse par la DG COMP, soumis à une 'in-depth investigation' depuis mars 2019 (cf. slide ci-dessus dans le document, réponses aux questions de la fraction PS).

Pour réaliser des simulations, la DG Energie a pu utiliser, sous condition de confidentialité, les données de 2014 de la CREG récoltées dans son étude « A European comparison of electricity and gas prices for large industrial consumers » (EtudeF20190507)

La ristourne accordée peut être répercutée sur le reste de l'enveloppe des consommateurs ; les simulations réalisées par PWC sont détaillées dans les slides ci-dessous.

Ces analyses ont été présentées par PWC au Cabinet de Madame la Ministre, dans le cadre de la présentation de l'outil d'aide à la décision pour le financement (novembre 2019).

6 –(NL) Heeft u de brief van de CREG van 9 april 2020 ontvangen met suggesties tot verbeteringen van de adequacy berekening op korte termijn? Wat heeft u daarop geantwoord? Is het mogelijk het parlement hierover in te lichten?

De brief van de CREG van 9 april waarvan sprake is in de vraag was een schrijven dat enkel gericht was aan de transmissienetbeheerder Elia.

Derhalve kunnen wij de vraag niet beantwoorden. Elia kan u meer informatie bezorgen.

6-(FR) Avez-vous reçu la lettre de la CREG du 9 avril 2020 contenant des suggestions d'amélioration du calcul de l'adéquation à court terme ? A quoi avez-vous répondu ? Est-il possible d'informer le Parlement à ce sujet ?

La lettre de la CREG du 9 avril dont il est fait référence dans la question était une lettre adressée au gestionnaire de réseau de transport Elia uniquement.

A cet effet, nous ne pouvons répondre à la question posée. Elia pourra vous fournir davantage d'informations.

B. 2. CREG**RÉPONSES DE LA CREG AUX QUESTIONS****CRM – Après les audiences du 6 mai 2020****INHOUDSOPGAVE**

1	VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG – ELIA – DG Energie	2
1.1	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-fractie	2
1.2	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-fractie	4
1.3	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB fractie	8
2	VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG	9
2.1	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE N-VA-fractie	9
2.2	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE Ecolo-Groen-fractie	15
2.3	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-fractie	20
2.4	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE VB-fractie	20
2.5	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE CD&V-fractie	22
2.6	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB fractie	23
2.7	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE OPEN VLD fractie	23
2.8	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE sp.a fractie	32
3	Annexes	34
3.1	Annexe 1 – L'impact sur la facture d'électricité.	34
3.2	Annexe 2 – Le mécanisme de réduction des coûts dans la proposition de la CREG	38
3.3	Annexe 3 – Scarcity pricing	40
3.4	Annexe 4 – À propos de la valeur de l'énergie délestée (Value of Lost Load (VoLL))	42
3.4.1	What is the VoLL for adequacy when applying the current legislation and practices while relying on the study of the Federal Planning Bureau?	43
3.4.2	What if the assumptions of the Federal Planning Bureau to come to a VoLL of 23.300 €/MWh are accepted?	45
3.4.3	Conclusion	46
3.5	Annexe 5 : lettre de la CREG à Elia du 9 avril 2020 et réponse d'Elia du 11 mai 2020	47



RÉPONSES DE LA CREG

COMMISSION ENERGIE, ENVIRONNEMENT ET CLIMAT
 COMMISSIE VOOR ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT
 CRM – POST auditions 6 mai 2020 – Questions CREG – Elia – DG Énergie
 CRM – POST hoorzittingen 6 mei 2020 – Vragen CREG – Elia – AD Energie

1 VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG – ELIA – DG Energie

1.1 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-FRACTIE

1. De betrouwbaarheidsnorm die momenteel in België wordt toegepast (LOLe) zal wellicht wijzigen in het kader van de Europese verordening. Werden sensitiviteiten opgenomen die hierop anticiperen, dus waarbij verschillende LOLe's voorzien worden? Zo niet is het mogelijk om dit nog te doen? En wat zou daarvan mogelijke impact zijn op volumebepaling en kostprijs?

L'étude d'adéquation et/ou des besoins en flexibilité d'Elia ne l'avait pas anticipé, mais le critère juridique applicable a été utilisé, à savoir LoLE de 3 heures et LoLE95 de 20 heures.

Dans sa réponse à la Commission européenne, la Belgique a proposé une valeur de la charge perdue (Value of Lost Load - VoLL) de 23 300 €/MWh sur la base d'une étude réalisée en 2017 par le Bureau fédéral du Plan. Cette valeur VoLL élevée repose sur l'hypothèse que les ménages, dont la VoLL est estimée dix fois inférieure (à 2 300 €/MWh), se délesteront volontairement en cas de pénurie. Si tel était le cas à l'avenir (grâce, entre autres, au déploiement des compteurs intelligents), cette capacité délestable volontaire devrait être incluse dans l'analyse d'adéquation d'Elia (sur la base des hypothèses du Bureau fédéral du Plan, cela conduirait alors à ce qu'il n'y ait plus de problème de sécurité d'approvisionnement). Elia ne facturait pas cette capacité comme volontairement délestable dans ses simulations, la valeur VoLL doit tenir compte de la valeur de la charge perdue des ménages. La valeur de 23 300 €/MWh est donc une surestimation majeure dans les circonstances actuelles. La CREG a également clairement indiqué en comité de suivi qu'elle n'est pas d'accord avec la valeur VoLL transmise à l'Europe.

Voir également la conclusion de l'annexe 4 : une estimation correcte de la VoLL conduirait à une valeur nettement inférieure à 10 000 €/MWh, ce qui conduit à une norme LoLE nettement supérieure à 6 heures.

Une norme de fiabilité LoLE plus souple signifie un volume requis plus faible et par conséquent une réduction du prix de revient voire même aucun besoin d'un CRM et donc pas de prix de revient.

— CREG —

2. Zou een mogelijkheid ook zijn om het verplicht niveau van leveringszekerheid te laten variëren bij verschillende consumentengroepen? Vandaag gelden de zelfde strenge criteria voor iedereen, terwijl sommige consumenten misschien bereid zijn in contracten met vraagsturing te stappen. Kan onderzocht worden wat de sociaal-economische impact zou zijn van verschillende criteria per consumentengroep, en hoe dat de bevoorradingskloof zou beïnvloeden?

En effet, différents (groupes de) consommateurs ont chacun une appréciation différente de la valeur de l'électricité non desservie et ont chacun leur propre niveau de LoLE « acceptable ». Afin de conclure des contrats axés sur le contrôle de la demande, il convient d'effectuer une mesure du quart d'heure de la consommation. Une grande partie du prélèvement est actuellement mesurée sur la base du quart d'heure. Mais pour permettre également aux consommateurs résidentiels de conclure des contrats axés sur le contrôle de la demande, il convient d'installer des compteurs numériques (« intelligents »), laquelle compétence relève des régions.

3. Op een aantal opmerkingen van de CREG antwoordde de FOD dat deze zullen meegenomen worden bij toekomstige analyses. Maar zal dit dan nog op tijd zijn voor de veiling van T-4? Het gaat bijvoorbeeld over:

- « les directives de ENTSO-e/ACER devant être publiées courant 2020 dans le cadre du Clean Energy Package, elles seront prises en compte par le Comité de suivi de l'analyse publiée en 2021 et relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans » ;
- « de AD Energie van de FOD Economie sluit zich bij de CREG aan als deze met de historische klimaatjaren meer rekening wenst te houden teneinde de potentiële effecten van de klimaatverandering op de adequacy van het Belgische elektriciteitssysteem zo goed mogelijk te weerspiegelen; dit zal gebeuren zodra de wetenschappelijke elementen beschikbaar zullen zijn ».

La CREG est convaincue que certains des ajustements demandés n'entraînent pas une charge de travail insurmontable et pourraient donc être mis en œuvre par Elia dans un délai très court (par exemple dans le cadre d'une analyse complémentaire ou d'une mise à jour de l'étude d'adéquation de juin 2019), et donc certainement avant l'enchère T-4.

Le cadre juridique (art.7 bis de la loi Électricité) prévoit que la prochaine nouvelle analyse de la sécurité d'approvisionnement sera publiée d'ici le 30 juin 2021. L'instruction de la ministre au gestionnaire de réseau d'organiser les enchères CRM est prévue pour le 31 mars 2021. La ministre peut demander des analyses complémentaires au GRT.

La CREG estime qu'une mise à jour de l'étude de juin 2019 est possible et utile.

4. Dans l'éventualité où ces informations ne seraient pas disponibles suffisamment tôt que pour être intégrées dans les enchères T-4, les enchères pourraient-elles être postposées ? Dans l'éventualité où ces enchères seraient postposées, quel sera le risque pour la sécurité d'approvisionnement ? (en LOLE et pour quelles années précisément).

Un report des enchères CRM n'est pas prévu par la loi, mais étant donné que la loi Électricité devra encore être modifiée, il est probablement judicieux de prévoir cette option. Cela ne signifie pas forcément que l'enchère T-4 soit remplacée par une enchère T-3, ce qui pourrait constituer un obstacle à la construction de nouvelles grandes centrales électriques. Un report de 6 mois, par exemple,

— CREG —

permet, si le problème de sécurité d'approvisionnement est confirmé, de quand même construire à temps de nouvelles centrales.

Pour des raisons de sécurité juridique, il est recommandé d'adapter le cadre juridique à cette fin.

5. Op welke manier kan ervoor gezorgd worden dat er voldoende prikkels blijven voor energie-efficiëntie, vraagsturing en flexibilisering van het energiesysteem, aangezien dit essentieel is om te evolueren naar een klimaatneutraal energiesysteem.

L'introduction d'un CRM, dans le cadre duquel des contrats à long terme sont alloués à certaines capacités, entraîne le risque de périodes de surcapacité, et par conséquent une fréquence réduite des prix de pointe sur le marché en cas de pénurie. Ces prix de pointe sont une incitation importante (conjointement à la sensibilisation, notamment) pour encourager le contrôle de la demande et l'efficacité énergétique, de sorte que l'introduction d'un CRM perturbera non seulement le marché, mais réduira également les incitations pour l'efficacité énergétique, le contrôle de la demande et la flexibilisation du système énergétique.

1.2 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-FRACTIE

6. Quelles sont les dégressivités mises en place pour la surcharge off-shore; le mécanisme est-il bien compatible avec les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aide d'Etat ?

La dégressivité est un mécanisme qui octroie un avantage aux clients finaux prélevant sur le réseau une certaine quantité d'électricité. Ce mécanisme consiste à accorder des diminutions sur des charges fiscales (pour la cotisation fédérale) ou des surcharges tarifaires (pour la surcharge offshore) dues en proportion de l'électricité prélevée du réseau pour son propre usage ; c'est le budget de l'État qui finance les réductions accordées aux entreprises bénéficiaires de la dégressivité. Tant pour la surcharge offshore que pour la cotisation fédérale électricité, le législateur a défini différentes tranches de prélèvement pour lesquelles des diminutions progressives sont octroyées, ainsi qu'un plafond à 250 000 €/an, représentant un montant maximal annuel de surcharge ou de cotisation due par site de consommation.

MWh Min.	MWh Max.	Discount
0	20	0%
20	50	-15%
50	1.000	-20%
1.000	25.000	-25%
25.000	n.a.	-45%

Section 3.7.2 des lignes directrices de la Commission européenne sur les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie 2014-2020 (ci-après : « EEAG ») contient un certain nombre de règles qui doivent être respectées pour les aides d'État sous la forme de remises sur les aides financières pour l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables. En substance, de telles réductions ne peuvent être accordées qu'aux entreprises électro-intensives – les lignes directrices contenant également les critères permettant de déterminer l'électro-intensité des entreprises – et, même

— CREG —

lorsque des réductions très importantes sont octroyées, un système de plafond de contribution ne peut en tout état de cause pas être instauré.

En juillet 2016, l'État belge a prénotifié à la Commission européenne le mécanisme de dégressivité sur la surcharge offshore. À ce jour, l'examen informel de la Commission européenne est toujours en cours ; il ressort toutefois de courriers reçus en 2018 par l'État belge que, sur la base de l'EEAG, le plafond à 250 000 €/an n'est pas susceptible d'être approuvé par la Commission européenne. En effet, les contacts entre le SPF Économie, la CREG et la Commission européenne en mars 2020 indiquent que la Commission européenne s'attend à ce que l'État belge relève ce plafond de 250 000 €/an de sa propre initiative à court terme. Cependant, la position de la Commission européenne sur les différentes tranches de prélèvement et les réductions progressives associées n'est pas encore claire.

Le mécanisme actuel de dégressivité a pour principal avantage la facilité avec laquelle il peut être appliqué : les réductions de charges fiscales peuvent être calculées par n'importe qui sur la base des données de la redevance. Le principal inconvénient de ce mécanisme est qu'il n'apporte pas de réponse efficace au problème de concurrence auquel est actuellement confrontée une partie de l'industrie belge, à savoir les clients industriels les plus électro-intensifs. Comme encore illustré par l'étude commandée par les 4 régulateurs à PwC qui a été publiée mi-mai 2020, les réductions obtenues en Belgique par ces clients électro-intensifs sur la base du mécanisme de dégressivité sont inférieures à celles dont bénéficient leurs concurrents dans les pays voisins. A contrario, les clients les moins électro-intensifs bénéficient en Belgique du même niveau de soutien que les clients très électro-intensifs, alors que leurs concurrents dans les pays voisins ne bénéficient eux de peu ou pas de soutien.

Il convient encore de mentionner que, suite à une demande formulée fin 2017 par la ministre de l'Énergie, la CREG a déjà formulé une proposition de réforme du mécanisme de dégressivité de la cotisation fédérale et de la surcharge offshore (Étude 1704, disponible sur le site Internet de la CREG). Cette proposition, qui est très largement inspirée de l'EEAG, ainsi que du mécanisme de réduction de charges appliqué en Allemagne, vise à remplacer le système de réduction sur la base de redevance par le critère d'électro-intensité contenu dans l'EEAG.

7. Si un mécanisme de dégressivité est mis en place, l'État belge doit aussi le notifier à la Commission européenne. Avez-vous une idée des délais? Ceci ne va-t-il pas impacter le calendrier de mise en place du CRM?

La dégressivité consistant en un avantage (diminution de charges) accordé par l'État à certaines entreprises, elle constitue une aide d'État au sens de l'article 107 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) si elle est financée directement ou indirectement par des ressources de l'État. Par exemple, la dégressivité mise en place sur la surcharge offshore est financée par le budget de l'État et constitue dès lors une aide d'État. Selon la Commission européenne, si un CRM est financé par les ressources étatiques, un mécanisme de réduction des charges qu'il induit mobilise nécessairement les ressources de l'État.

Conformément à l'article 108 TFUE, toute aide d'État doit être approuvée par la Commission européenne préalablement à sa mise en œuvre. Chaque projet d'aide d'État doit donc être notifié par l'État membre ; les aides d'État accordées sans l'approbation préalable de la Commission européenne sont illégales.

— CREG —

Avant de mettre en place un mécanisme de dégressivité pour le financement du CRM, il faut qu'il soit notifié et approuvé par la Commission européenne. Le délai de traitement du dossier dépend de la procédure suivie par la Commission européenne et varie entre 2 et 18 mois (à partir du moment où le dossier est déclaré complet), selon que la Commission décide ou non de lancer une procédure formelle d'examen à propos du mécanisme proposé.

À proprement parler, il ne semble pas nécessaire que la Commission européenne décide du mécanisme de dégressivité possible avant la première enchère (contrairement à la décision sur le CRM lui-même). Cette décision devra être prise avant l'introduction du mécanisme de dégressivité. Si ce mécanisme de dégressivité est destiné à s'appliquer dès le début de l'application du mécanisme de financement du CRM, il faut tenir compte de l'article 7 quatercies de la loi Électricité, qui prévoit : « La première application du mode de financement [du CRM] doit avoir lieu au plus tôt trois ans avant la première période de fourniture de capacité ». Si le financement se fait via une OSP, les tarifs étant approuvés par année calendrier, la décision de la Commission européenne sur le mécanisme devrait être adoptée avant l'approbation par la CREG de la proposition tarifaire modifiée entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2022. Le financement du CRM devra se faire sans mécanisme de dégressivité tant que la décision de la Commission validant ce mécanisme n'est pas intervenue.

La CREG considère toutefois qu'il est difficile de reporter à plus tard la décision sur un éventuel mécanisme de dégressivité et qu'il est préférable de prendre cette décision en même temps que celle sur le mécanisme de financement proprement dit et, notamment, son mode de répercussion.

8. Une partie du coût du CRM ne pourrait-elle pas être prise par le budget de l'Etat/via éventuellement une nouvelle contribution?

On pourrait avoir l'impression qu'il importe peu de savoir comment l'aide de l'État, telle que le CRM, est financée et qu'il appartient à l'État de décider soit de mobiliser directement des fonds publics (budget public ou fonds budgétaire spécifique), soit de laisser le caractère public de l'aide intervenir indirectement - par exemple, si le financement est assuré, par exemple, par le biais d'une surcharge tarifaire du gestionnaire de réseau de transport répercutée dans la facture.

Il convient toutefois de prendre en compte l'arrêt *Tempus Ltd* rendu par le tribunal de l'Union européenne le 15 novembre 2018. Dans cet arrêt, le tribunal examine en particulier le mode de recouvrement des coûts du mécanisme de capacité choisi par la Grande-Bretagne. Selon le tribunal, la méthode de recouvrement des coûts choisie a une incidence sur le volume de capacité qu'il est nécessaire de se procurer par le biais du marché de capacité, et donc sur le coût du mécanisme qui, pour être considéré comme proportionné, doit être limité au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif fixé. La méthode de recouvrement des coûts du CRM doit dès lors contenir des incitants pour acteurs du marché en vue de viser le coût le plus faible possible.

Sous ces conditions, il semble difficile d'imaginer que le coût du CRM puisse être entièrement supporté par le budget de l'État puisque, ce faisant, le mécanisme de répercussion ne contiendrait aucun incitant à la diminution des coûts du mécanisme.

Par ailleurs, on pourrait imaginer qu'une partie des coûts du CRM soit prise en charge par le budget de l'État. Par exemple, le budget de l'État pourrait être sollicité pour financer la dégressivité (si l'on décide d'appliquer une telle dégressivité), comme c'est le cas de la dégressivité sur la surcharge offshore et sur la cotisation fédérale.

— CREG —

9. Quel serait l'impact pour la facture des ménages si l'option de l'obligation de service public via Elia était retenue comme source de financement du CRM ?

La composante transport de la facture des ménages comporterait un tarif d'obligation de service public pour le financement du CRM, de la même façon qu'un tarif d'OSP est actuellement appliqué pour le financement de la réserve stratégique.

L'impact sur la facture des ménages dépend :

- du choix d'une répercussion en fonction de la consommation (par MWh) ou en fonction de la présence à la pointe (par MW).
- de l'application ou non d'un mécanisme de dégressivité
- il sera également variable d'un GRD à l'autre selon le mode de répercussion du tarif de transport.

L'impact ne dépend donc pas de sa facturation via le TSO ou via les fournisseurs.

Travailler via les fournisseurs offre l'avantage d'inciter d'autant plus les fournisseurs à développer de la capacité supplémentaire (DR, production locale ou stockage) dans leur portefeuille de clients en période de pénurie. De cette façon, non seulement le coût du consommateur est réduit, mais également le coût de l'ensemble du système. Cet effet se produit principalement si le prix de revient par MW est facturé (options 2 et 3) et pratiquement pas pour les coûts par MWh (option 1).

Un inconvénient du travail via les fournisseurs est l'absence d'un contrôle de la CREG, qui existe si nous travaillons via Elia, sur la répartition des coûts entre les différentes catégories de clients. Il existe donc un risque qu'une certaine catégorie de clients (plus faibles) paie largement les coûts.

Pour une estimation de l'impact sur la facture d'électricité, veuillez consulter l'annexe 1.

10. S'agit-il en l'occurrence d'une obligation de service public avec ou sans dégressivité pour les grandes entreprises ?

Pour l'instant, le mécanisme de dégressivité n'est ni décidé ni élaboré. S'il est décidé de dupliquer le mécanisme de dégressivité de la surcharge offshore, la dégressivité s'appliquerait alors en fonction non de la taille de l'entreprise, mais en fonction du prélèvement d'électricité : plus le prélèvement est élevé, plus la réduction est importante.

Comme mentionné en réponse à la question n° 6, le mécanisme de dégressivité appliqué à la surcharge offshore ne semble pas conforme à la réglementation européenne en matière d'aide d'État (en particulier l'EEAG), au moins en tant qu'il contient un plafond annuel de surcharge.

Il convient par ailleurs de souligner que l'EEAG autorise un mécanisme de réduction des contributions payées par les entreprises électro-intensives et servant à financer le soutien à l'énergie renouvelable. Les critères contenus dans l'EEAG ne s'appliquent pas nécessairement pour la réduction des charges liées à d'autres mécanismes, comme par exemple les mécanismes de rémunération de la capacité. Ainsi, l'État polonais a notifié à la Commission européenne un mécanisme de réduction des charges payées par les entreprises électro-intensives dans le cadre du mécanisme de capacité ; ce mécanisme de réduction applique les critères énoncés par l'EEAG. Il ressort toutefois de documents récemment publiés que la Commission doute de la validité de ce système, dans la mesure où il semble aller à l'encontre de l'objectif poursuivi par le mécanisme de capacité lui-même, à savoir la sécurité d'approvisionnement. Plus précisément, la Commission note que l'un des aspects fondamentaux du marché polonais de la capacité est la volonté de réaliser la plus grande différence possible entre le prix du marché pendant les périodes de pointe (majorée de la surcharge CRM) et le prix du marché en

— CREG —

dehors les périodes de pointe ; cependant, selon la Commission, l'application de la réduction pour les entreprises électro-intensives réduira cette différence. Cela semble donc aller à l'encontre de l'objectif déclaré du CRM. Selon la Commission européenne, l'application de la réduction dissuaderait également les entreprises visées de participer au mécanisme via la gestion de la demande. Sur la base de ces doutes, la Commission a initié une procédure formelle d'investigation à propos du mécanisme de réduction envisagé ; à notre connaissance, elle n'a pas encore pris de décision finale à ce sujet.

1.3 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB FRACTIE

11. Combien de temps prendrait une étude complémentaire sur les besoins d'approvisionnements en électricité en Belgique à l'horizon 2025 suite à la sortie programmée du nucléaire ? Cette étude complémentaire tiendrait compte de toutes les remarques formulées par la CREG dans l'étude F1957. Même question mais en ne tenant pas compte de toutes les hypothèses formulées dans le papier F1957 mais en tenant uniquement compte du réchauffement climatique donc en réduisant le nombre d'hivers à 20 au lieu de 40 dans les calculs ?

La CREG estime que certains des ajustements demandés n'entraînent pas une charge de travail insurmontable et pourraient donc être mis en œuvre par Elia dans un délai très court (par exemple dans le cadre d'une analyse complémentaire ou d'une mise à jour de l'étude d'adéquation de juin 2019), et donc certainement avant l'enchère T-4. Les ajustements comprennent notamment :

- la prise en compte des effets du changement climatique en utilisant les années climatiques pertinentes ;
- la prise en compte de la réserve stratégique lors de la détermination du problème d'adéquation résiduelle ;
- la prise en compte des revenus moyens dans le test de viabilité économique au lieu de la médiane des revenus.

La CREG renvoie à sa lettre à Elia du 9 avril 2020 (en annexe 5).

— CREG —

2 VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG

2.1 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE N-VA-FRACTIE

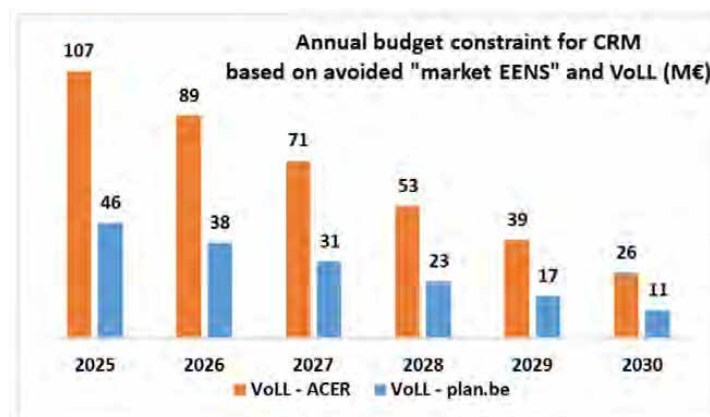
12. berekening kosten van het CRM-systeem volgens de huidige gekende KB's en ontwerpKB's benodigde volumes volgens CREG en waarmee wordt gerekend mogelijke amendementen op KB methodologie die mogelijk zijn volgens CREG met vermelding van schatting op de kostprijs van het systeem (in euro) en effect op bevoorradingszekerheid (effect op LoLE?)

Si le mécanisme de limitation des coûts de la CREG n'est pas suivi, la CREG réfère à l'estimation des coûts réalisée par PWC. PWC partait d'un coût de 19 600 €/MW/an pour la capacité existante et de 83 000 €/MW/an pour la nouvelle capacité, dans un scénario pay-as-cleared. Cette estimation des coûts concerne un coût actualisé, avec un taux d'actualisation de 8,5 %.

En janvier - mars 2019, la CREG a calculé le coût nominal sur la base des chiffres de PWC. Il s'agit du coût nominal qui finira par se retrouver sur la facture d'électricité ou dans le budget. Le coût nominal se traduit par un coût annuel moyen total de 614 millions d'euros. Au vu des résultats alors connus des enchères en Irlande et en Pologne, qui ont abouti à un prix compris entre 40 000 et 50 000 €/MW/an, la CREG a également utilisé ces prix pour arriver à une estimation maximale du coût total, qui s'élève à 940 millions d'euros, d'où l'intervalle de coûts de 614 à 940 millions d'euros.

Ces estimations sont réalisées à partir d'une première enchère de capacité qui doit encore avoir lieu. Le résultat final peut être inférieur ou supérieur à cet intervalle de coûts.

Si le mécanisme de réduction des coûts de la CREG est suivi, le CRM ne devrait pas coûter plus cher que le coût de l'énergie délestée évitée. En 2025, ce sera 19,7 GWh multipliés par la VoLL. La figure ci-dessous montre les coûts de l'énergie délestée évitée (interpolée pour les années 2026, 2027 et 2029). Cette figure est également présente dans la proposition 2064 de la CREG sur la détermination du volume (voir page 38).



Le coût évité par l'introduction d'un CRM varie alors entre 11 et 107 millions d'euros par an.

Il est important de noter que ces contraintes budgétaires ont été calculées sur la base des simulations d'Elia. La CREG émet de nombreuses réserves sur ces simulations, telles que la non-prise en compte

— CREG —

de toute la capacité existante, les années climatiques, l'inclusion des réserves dans le calcul, la tarification, etc. suite auxquelles l'énergie délestée sera en réalité sensiblement plus faible, ce qui obligera à estimer les coûts évités encore plus bas.

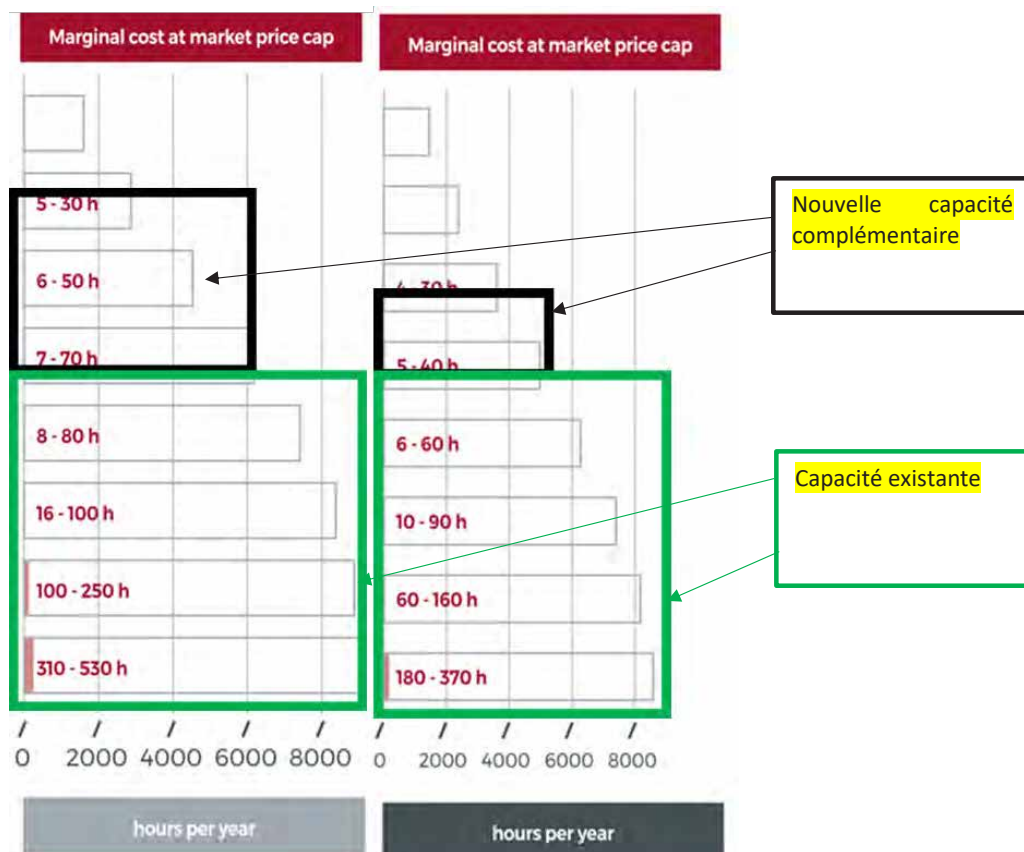
13. De hoeveelheid T-4 en T-1 die nodig is volgens CREG en datgene wat het huidige voorstel oplevert volgens CREG. Hoe wordt 200u-limiet vertaald in beide voorstellen? Kan CREG een overzicht geven per blok van 500-1000 MW hoeveel uren deze nodig zijn?

La loi Électricité stipule qu'une enchère T-4 est en cours d'organisation. Malgré cette obligation, il faut cependant savoir que l'enchère T-4 est particulièrement utile si la capacité requise ne peut être remplie qu'avec des unités dont la durée de construction est de 1 à 4 ans. Cela dépend de la répartition du volume acheté en T-4 et T-1 et de l'ampleur du problème.

La loi Électricité exige qu'un volume minimal soit réservé à l'enchère T-1. Ce volume est au moins égal à la capacité qui compte en moyenne moins de 200 heures de service par an pour couvrir la capacité de pointe totale. La CREG traduit ce principe comme suit : pour chaque bloc de 100 MW, on calcule le nombre moyen d'heures nécessaires pour atteindre la norme de fiabilité. Ce nombre d'heures doit être calculé comme le nombre d'heures d'une capacité avec un coût marginal égal au prix plafond sur le marché de l'électricité pour remplir le GAP Volume. Dans l'étude Elia, le GAP Volume est défini comme le volume restant requis, après prise en compte du vent et du soleil, de la cogénération et de la biomasse, de la gestion de la demande ainsi que du stockage et de l'importation. La capacité actuelle au gaz n'est donc pas incluse.

Elia a publié les résultats pour 2025 et 2028 dans son étude. Ils sont repris ci-dessous. D'après les résultats de la simulation d'Elia, au moins 6 GW devront être réservés pour l'enchère T-1 pour une livraison entre 2025 et 2026. Au numéro en marge 47 de sa réponse à la consultation publique de la CREG sur son projet de proposition (E)2064, Elia fait référence à un volume de 2,7 GW à réserver pour l'enchère T-1.

— CREG —



Pour savoir quelle quantité vendre à l'enchère en T-4, il faut connaître la capacité totale à vendre aux enchères. Cependant, aucune estimation de la capacité requise n'est actuellement publiée par Elia. Dans son étude sur les coûts et avantages de mars 2018, PWC utilise une capacité de 13 600 MW, mais il s'agit en fait de la consommation de pointe attendue.

La consommation de pointe attendue, cependant, est une sous-estimation du besoin réel en capacité. En plus de la capacité de pointe, Elia exige également que soit incluse dans le calcul, la capacité de réserve qui ne peut pas être utilisée dans les simulations pour la sécurité de l'approvisionnement. Cette capacité de réserve est estimée à au moins 1 000 MW (la CREG est d'avis qu'une grande partie de cette capacité peut être incluse dans le calcul).

De plus, la capacité disponible ne l'est pas à 100 %. La capacité nette est donc inférieure à la capacité nominale. Cela ne devrait pas poser de problème pour l'estimation des coûts, car seule la capacité nette reçoit une rémunération. En revanche, il y a quand même vraiment un impact important sur la capacité nette requise, car des indisponibilités imprévues risquent de se présenter simultanément, ce qui peut entraîner un problème de sécurité d'approvisionnement nécessitant une capacité supplémentaire. L'effet sur la sécurité d'approvisionnement de telles indisponibilités qui se produisent en même temps est simulé dans les études d'adéquation. Comme indiqué, les réserves d'équilibrage ne peuvent pas être utilisées à cette fin selon Elia.

— CREG —

L'impact exact des pannes concomitantes de capacité sur le besoin complémentaire total en nouvelle capacité est inconnu, sauf chez Elia. La CREG est d'avis que trop peu de transparence est donnée à ce sujet dans l'étude d'Elia sur la sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, il se peut que de la capacité ne puisse participer à l'enchère de capacité, car elle n'est pas autorisée. Ces volumes n'ont pas encore été estimés.

La CREG recommande donc de demander à Elia d'estimer la capacité brute et nette requise et la capacité qui ne peut pas participer à l'enchère.

Enfin, la CREG souhaite insister sur le fait que beaucoup de capacité offre un délai de construction égal ou inférieur à 1 an. Il s'agit de gestion de la demande, batteries, moteurs à gaz, petite cogénération, alimentation de secours, ... Par exemple, le mécanisme de capacité au Royaume-Uni n'a produit aucune TGV, mais la nouvelle capacité a largement été remplie par des « reciprocating engines » ou un type de moteur à gaz relativement bon marché, flexibles et rapides à construire. Ceux-ci peuvent être livrés en conteneurs et installés de manière assez rapide et facile. Les unités sont aussi extensibles de manière modulaire. Ils sont également mobiles, de sorte qu'ils peuvent être utilisés ailleurs s'ils ne sont pas sélectionnés lors d'une vente aux enchères de capacité, ce qui réduit le besoin d'un contrat à long terme.

14. - Is verlengen van strategische reserve zinvol ook al er toch een CRM wordt gebruikt vanaf 2025?

La coexistence d'une combinaison de deux mécanismes de rémunération de la capacité n'est pas souhaitable et ne serait pas acceptée par la Commission européenne. Étant donné que le CRM prévu n'accordera des rémunérations de capacité qu'à partir du 1^{er} novembre 2025, une prolongation du mécanisme de réserve stratégique est une option peu coûteuse qui peut s'avérer utile. La réserve stratégique offre notamment l'avantage d'avoir des contrats annuels, de sorte que si aucun besoin n'est identifié, aucune réserve stratégique n'est contractée et le coût du mécanisme est négligeable. Si un problème potentiel de sécurité d'approvisionnement est identifié, seul le besoin d'une réserve stratégique sera alors contracté, d'autant plus qu'un contrôle supplémentaire du caractère raisonnable des offres sera effectué par la CREG. Les coûts d'une réserve stratégique sont par conséquent limités tant en importance que dans le temps. La CREG estime que le maintien de l'option d'une réserve stratégique peut être considéré comme une mesure « no regret ». En maintenant ce dispositif en place, l'État belge disposerait d'un outil lui permettant de s'assurer que des capacités existantes qui quitteraient le marché pour des raisons économiques resteraient à la disposition du système électrique.

Si le mécanisme de réserve stratégique est prolongé, ce mécanisme doit être à nouveau soumis à la Commission européenne pour approbation.

15. - Wordt volgens CREG een noodzaak van SR gedetecteerd tussen 2022 en 2025 en hoe groot zou die dan mogelijk zijn (grootte-orde)?

La détermination du besoin en capacité complémentaire doit être déterminée par Elia.

En cas de besoin en capacité complémentaire pour la période 2022 - 2025, la CREG considère qu'une réserve stratégique est la seule solution juridiquement sûre.

Étant donné que la réserve stratégique est contractée sur une base annuelle, un calcul du volume doit être effectué chaque année. La crise actuelle de Covid19 pourrait avoir un impact structurel à la baisse sur la consommation d'électricité et devrait être prise en compte dans les futurs calculs de volume. Les

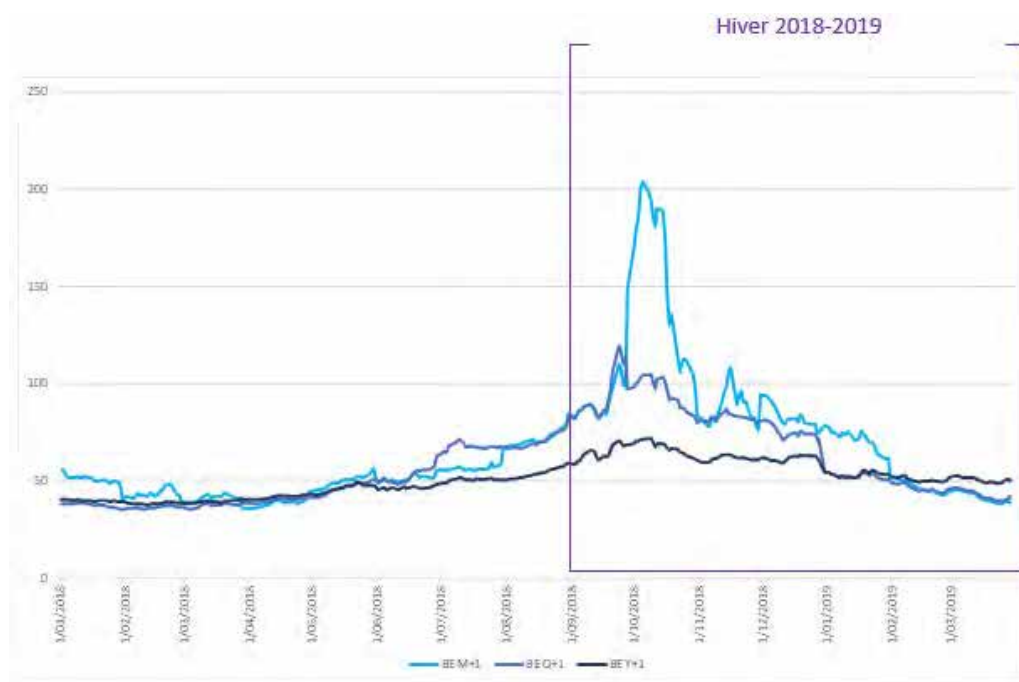
— CREG —

calculs de volume annuels pour la réserve stratégique offrent l'avantage que les incertitudes concernant les différents paramètres sont beaucoup plus faibles qu'avec une analyse à long terme (comme l'étude d'adéquation et de flexibilité d'Elia). Il convient néanmoins de noter que la réserve stratégique contractée n'a pas une seule fois dû être activée ces dernières années (2014 à 2019). D'une part, cela indique l'approche plutôt conservatrice de la simulation et, d'autre part, la réactivité souvent sous-estimée du marché en cas de crainte de pénurie sur le marché de l'électricité.

À titre d'illustration, la CREG souhaite ci-après rappeler la réaction du marché au cours de l'hiver 2018 - 2019.

Pour l'hiver 2018 / 2019, suite à l'arrêt de plusieurs unités nucléaires, Elia avait simulé presque 500 heures de LoLE et un gap de 1600 - 1700 MW de capacité.

Par conséquent, fin septembre, le marché s'attendait clairement à une crise d'adéquation : le prix « month-ahead baseload novembre 2018 dépassait les 200 €/MWh (!). Les autres prix à terme ont également fortement augmenté. Il y a donc eu une nette réaction du marché aux risques d'adéquation.



Les prix sur le marché à terme ont grimpé très rapidement et à des niveaux sans précédent, signalant une pénurie à tous les acteurs du marché. Les acteurs du marché ont réagi à ces incitations tarifaires en ajoutant plus de 1 000 MW de capacité supplémentaire dans un délai de 1 à 3 mois :

- Ancienne capacité remise en ligne : 280 MW (2 centrales à gaz, 2 turbines à gaz, 1 cogénération et 1 CCGT)
- Génératrice d'urgence louée : 200 MW
- Réponse à la demande : 500 MW (300 MW implicites (non proposés par day-ahead) 200 MW explicites) : tous les clients industriels

— CREG —

- Réserves lentes (principalement d'anciennes réserves de demande stratégiques) : 200 MW (non vérifiées par la CREG)

En conséquence, les prix à terme ont fortement baissé.

Ex post, il n'y avait certes aucun problème d'adéquation. Le prix horaire maximal sur le marché day-ahead était de 499 €/MWh, bien en dessous du prix plafond du marché. Une étude de la CREG a démontré qu'en hiver, il y avait toujours une marge d'au moins 3 700 MW.

Il est utile de rappeler que l'adéquation en Belgique repose avant tout sur les BRPs qui doivent équilibrer leurs portefeuilles. La responsabilité de chaque acteur doit être prise en compte avant d'envisager une mutualisation du coût de défaillance d'un acteur du marché.

16. - Gelet op de huidige energiekosten op vlak van stroom, zijn er daarbij verbruikscategorieën waarvoor een degressiviteit van de doorrekening op basis van vergelijking met de buurlanden, verantwoord is?

Suite à une demande formulée fin 2017 par la ministre ayant l'Énergie dans ses attributions, et sous la forme d'une étude 1704 datée du 18 janvier 2018 librement accessible sur son site Internet, la CREG a déjà formulé une proposition de réforme du mécanisme de dégressivité de la cotisation fédérale et de la surcharge offshore. Très largement inspirée par les lignes directrices EEAG de la Commission européenne précitées, la proposition de réforme du mécanisme de dégressivité formulée par la CREG vise à remplacer le mécanisme actuel de dégressivité qui soutient les plus grands consommateurs d'électricité par un mécanisme qui soutiendra les clients identifiés comme « électro-intensifs ».

17. - Is de CREG van mening dat de consultatie voor het KB methodologie een aanvaardbare tijdsduur had, gelet op het feit dat het KB zelf voor de raadplegingen ifv vb. artikel 6 minimaal 1 maand dienen te bedragen?

La consultation publique du SPF Économie sur la proposition d'arrêté royal (environ 35 pages sans la note d'accompagnement) a débuté le lundi soir 23 mars et s'est terminée le vendredi soir 27 mars 2020. Le texte n'a jamais été expliqué ou présenté aux parties du marché auparavant. La période totale de consultation était donc de 4 jours ouvrables complets au début de la crise COVID19.

La méthodologie de la CREG a été présentée à la Taskforce CRM, ensuite elle a été soumise à consultation entre le 22 novembre 2019 et le 6 décembre 2019 sous la forme d'un projet de note (note (Z)2024 de 60 pages expliquant les principes et la méthode). Cette période de consultation de 2 semaines a été exceptionnellement courte selon les normes CREG, mais nécessaire en vue de la remise à la ministre d'ici fin 2019 d'une note finale concernant la détermination des paramètres. Lors de la conversion de cette note en proposition formelle (proposition 2064), la CREG a organisé une consultation extrêmement courte de 7 jours sur les chapitres 4 et 5 du projet de proposition, qui comportent moins de 5 pages. La CREG a décidé de mener cette consultation extrêmement courte afin de répondre à l'urgence avec laquelle la ministre de l'Énergie souhaitait obtenir une proposition formelle de la CREG.

— CREG —

18. - eerdere marktbrede mechanismen die door de Europese commissie geëvalueerd werden in Polen, Italië en Ierland dienden gepaard gaan met het aantonen van de te lage kostendeckingsgraad van bijvoorbeeld bestaande centrales vooraleer het mechanisme kon worden goedgekeurd en het voorzien van markthervormingen om prijsplafonds op te trekken, investeringssignalen te versterken en scarcity pricing. Welke maatregelen acht de CREG nuttig in het kader van markthervormingen die gepaard moeten gaan met het systeem om te vermijden dat de markt zich te makkelijk plooit naar de capaciteitsvergoedingen en niet intern zelf zoekt naar kostenefficiëntie. Hoe kunnen deze de ingeschatte kosten voor verbruikers verlagen?

Bien que les plafonds de prix aient été supprimés en Belgique, entre autres (les plafonds de prix techniques actuels sont automatiquement relevés si les prix du marché atteignent 60 % du plafond de prix technique), la CREG estime que l'étude Elia de juin 2019 ne tient pas suffisamment compte des effets de cette suppression des plafonds de prix.

L'introduction d'un mécanisme de rémunération de la capacité entraînera des coûts directs complémentaires, qui devront peut-être être supportés par les consommateurs d'électricité. L'introduction d'un mécanisme de prix de pénurie est une mesure nécessaire pour la CREG qui devrait être mise en place avant de procéder à la mise en place d'un CRM. Étant donné que le prix de pénurie affecte les revenus de ceux qui disposent de capacité en périodes de pénurie, les effets de celle-ci devraient être inclus dans le test de viabilité économique d'une nouvelle analyse d'adéquation, qui, selon la CREG, devrait être effectuée avant d'ordonner l'organisation des premières enchères CRM.

2.2 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-FRACTIE

19. Wat is de meest recente inschatting van de nodige (binnenlandse) volumes, en welke onderliggende hypothesen worden hierbij gehanteerd (bijvoorbeeld: beschikbare stuurbare capaciteit in de buurlanden en % import)?

Actuellement, Elia n'a publié aucune estimation de la capacité requise à mettre aux enchères. Dans son étude sur les coûts et avantages de mars 2018, PWC utilise une capacité de 13 600 MW, mais il s'agit en fait de la consommation de pointe attendue.

La consommation de pointe attendue, cependant, est une sous-estimation du besoin réel en capacité. En plus de la capacité de pointe, Elia exige également que soit incluse dans le calcul, la capacité de réserve qui ne peut pas être utilisée dans les simulations pour la sécurité de l'approvisionnement. Cette capacité de réserve est estimée à au moins 1 000 MW (la CREG est d'avis qu'une grande partie de cette capacité peut être incluse dans le calcul).

De plus, la capacité disponible ne l'est pas à 100 %. La capacité nette est donc inférieure à la capacité nominale. Cela ne devrait pas poser de problème pour l'estimation des coûts, car seule la capacité nette reçoit une rémunération. En revanche, il y a quand même vraiment un impact important sur la capacité nette requise, car des indisponibilités imprévues risquent de se présenter simultanément, ce qui peut entraîner un problème de sécurité d'approvisionnement nécessitant une capacité supplémentaire. L'effet sur la sécurité d'approvisionnement de telles indisponibilités qui se produisent en même temps est simulé dans les études d'adéquation. Comme indiqué, les réserves d'équilibrage ne peuvent pas être utilisées à cette fin selon Elia.

— CREG —

L'impact exact des pannes concomitantes de capacité sur le besoin complémentaire total en nouvelle capacité est inconnu, sauf chez Elia. La CREG est d'avis que trop peu de transparence est donnée à ce sujet dans l'étude d'Elia sur la sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, il se peut que de la capacité ne puisse participer à l'enchère de capacité, car elle n'est pas autorisée. Ces volumes n'ont pas encore été estimés.

La CREG recommande donc de demander à Elia d'estimer la capacité brute et nette requise et la capacité qui ne peut pas participer à l'enchère.

20. Welke hypothesen worden gebruikt in verband met de uitkomst van de te organiseren tenders? Wat is het verschil tussen bestaande en nieuwe capaciteit?

Si le mécanisme de limitation des coûts de la CREG n'est pas suivi, la CREG réfère à l'estimation des coûts réalisée par PWC. PWC partait d'un coût de 19 600 €/MW/an pour la capacité existante et de 83 000 €/MW/an pour la nouvelle capacité, dans un scénario pay-as-cleared. Cette estimation des coûts concerne un coût actualisé, avec un taux d'actualisation de 8,5 %.

En janvier - mars 2019, la CREG a calculé le coût nominal sur la base des chiffres de PWC. Il s'agit du coût nominal qui finira par se retrouver sur la facture d'électricité ou dans le budget. Le coût nominal se traduit par un coût annuel moyen total de 614 millions d'euros. Au vu des résultats alors connus des enchères en Irlande et en Pologne, qui ont abouti à un prix compris entre 40 000 et 50 000 €/MW/an, la CREG a également utilisé ces prix pour arriver à une estimation maximale du coût total, qui s'élève à 940 millions d'euros, d'où l'intervalle de coûts de 614 à 940 millions d'euros.

Il s'agit d'estimations d'enchères de capacité qui doivent encore avoir lieu. Le résultat final peut être inférieur ou supérieur à cet intervalle de coûts.

Les coûts maximums liés à l'application du mécanisme de contrôle des coûts peuvent être entièrement estimés avant la mise aux enchères, car ils résultent des simulations effectuées à l'avance. Ce n'est pas le cas si le mécanisme de limitation des coûts n'est pas appliqué. En effet, il s'agit alors d'estimations ex ante et elles peuvent finalement être inférieures voire supérieures à celles estimées ici par la CREG.

La CREG calcule avec les estimations de coûts suivantes (voir également annexe 1) :

- Mécanisme de limitation des coûts : le coût du CRM ne doit pas dépasser le coût du problème d'approvisionnement (proposition CREG 2064, le prix de revient maximum est déterminé à l'avance) :
 - **Budget A1**: le coût avec une VoLL = 2 300 €/MWh¹ avec une EENS évitée de 3,6 GWh = **11 millions d'euros** ; ce coût correspond à la faible estimation en 2030 dans le cadre du mécanisme de réduction des coûts

¹ Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer.² Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer.³ Voir résumé https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf « Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market » de mars 2016, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.

— CREG —

- **Budget A2**: le coût avec une VoLL = 5 300 €/MWh avec une EENS évitée de 19,3 GWh = **107 millions d'euros** ; ce coût correspond à l'estimation élevée en 2025 dans le cadre du mécanisme de réduction des coûts
- Pas de mécanisme de limitation des coûts (proposition FPS/Elia, prix de revient à déterminer uniquement après enchère) :
 - **Budget B1** : le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC : **614 millions d'euros par an**
 - **Budget B2** : le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC et tenant compte des résultats des enchères en Pologne et en Irlande : **940 millions d'euros par an**

21. Financiering via ODV: wat is de impact op de factuur van de huishoudens, in verschillende scenario's (2.000, 3.000, 4.000 MW CRM capaciteit?).

Voir l'annexe 1 sur l'impact sur la facture d'électricité.

Il est important de noter que toute la capacité du système peut recevoir une rémunération de la capacité, et pas seulement la capacité requise pour répondre à toute pénurie simulée.

22. Financiering via ODV: quid degressiviteit: offshore toeslag en federale bijdrage kennen elk een systeem van degressiviteit. Is dit hier toepasbaar? Wat zijn voor- en nadelen?

Il ressort des réponses aux questions n° 6 et 10 que :

- la simple duplication du mécanisme de dégressivité applicable à la surcharge offshore et à la cotisation fédérale ne semble pas possible, à tout le moins dans la mesure où ce mécanisme fixe un plafond maximal annuel de contribution, ce que la Commission considère incompatible avec l'EEAG ;
- si un mécanisme de dégressivité doit être proposé, il pourrait sembler judicieux de s'inspirer des critères figurant dans l'EEAG, qui fait bénéficier du mécanisme de réduction les entreprises électro-intensives, étant toutefois entendu que ces critères concernent en principe les réductions de charges liées au financement de la production d'électricité à l'aide de sources renouvelables, et non les mécanismes de capacité ;
- il ressort toutefois des documents publiés par la Commission européenne à propos du mécanisme polonais de réduction des charges liées aux coûts du CRM que la Commission européenne doute de l'applicabilité des critères de réduction figurant dans l'EEAG (c'est-à-dire au bénéfice des entreprises électro-intensives) aux charges liées au CRM.

^{pdf} Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer. La VoLL de 2 300 €/MWh est une estimation faible et basée sur la VoLL que le Bureau du Plan estime pour les ménages. La VoLL de 5 300 €/MWh est une estimation élevée et basée sur la VoLL que CEPA estime pour les ménages pour le compte d'ACER. ⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/E2064NL.pdf>

— CREG —

23. Capaciteitsterm: kan die van het in het begin worden ingevoerd? Kunnen wel alle verbruikers hier in gelijke mate van profiteren (zijn alle types verbruikers wel in staat om hun verbruikspatroon aan te passen: bijvoorbeeld particuliere gebruikers). Welke voorwaarden moeten hiervoor vervuld zijn, en wat is de wisselwerking met de tariefmethodologieën in de gewesten + nieuwe MIG. Hoe zorgen we ervoor dat dit geen lege doos is/wordt?

Bien entendu, le financement des frais du CRM via une redevance de capacité peut déjà être introduit dès le départ. Il est à noter que les consommateurs (principalement résidentiels), dont la consommation est censée suivre un profil SLP et qui n'ont pas de compteur intelligent, n'ont pas d'impact significatif sur les coûts qu'ils supportent pour le CRM. Ils ne sont pas encouragés à réduire leur consommation de pointe en périodes de pénurie. Un tel encouragement est créé, entre autres, par l'installation d'un compteur intelligent, permettant de mesurer la consommation par quart d'heure.

24. Plafond inzake kostprijs voor de verbruikers: hoe kan de hoogte hiervan worden berekend? Welke parameters en welke hypothesen kunnen hiervoor gehanteerd worden? Zijn er instantie die hierover kunnen adviseren (bijvoorbeeld planbureau? Nationale bank? Andere?). Bestaat dit reeds in andere ingevoerde systemen en hoe werd het daar berekend? Moet dit dan ook een criterium worden in de tender?

Pour la réponse à ces questions, voir l'annexe 2.

25. Er zijn de kosten voor de financiering van de CRM, maar er zijn ook opbrengsten (Elia studie wijst op opbrengsten inzake welvaart en daling groothandelsprijzen): wat is de impact daarvan? Zijn er andere factoren die in acht moeten worden genomen om de netto-impact te berekenen (in verschillende scenario's: CRM – EO – SR).

Les revenus attendus dépendent du type de capacité qui est attirée et de l'hypothèse du problème attendu. Par exemple, Elia s'attend à ce que 1,7 GW des centrales électriques au gaz existantes soit retiré du marché d'ici 2025. Si le CRM garde ces centrales à gaz ou d'autres sur le marché, vous pouvez en effet dire que cela donne un rendement via le CRM (sous forme de prix de l'énergie plus bas). Cependant, si les centrales au gaz existantes de 1,7 GW demeuraient de toute façon sur le marché, cela ne pourrait pas être considéré comme un revenu.

De plus, l'impact est difficile à calculer, car on ne sait pas encore quel type de capacité est attiré dans le CRM. Si les centrales au gaz sont principalement utilisées dans le système, l'impact sur les prix de l'électricité sera plus important que si une grande partie de la réponse à la demande (*demand response*) est attirée par des coûts variables élevés.

Elia estime ces revenus pour différents scénarios et varie selon Elia de 130 à 280 millions d'euros (voir figure 4-48 de l'étude Elia de juin 2019). Cette estimation est basée sur un coût trop élevé d'une réserve stratégique (210 M€) et une fourchette trop basse pour le prix de revient d'un CRM (300 - 500 M€). L'impact positif sur les prix de l'électricité est également accru par l'hypothèse qu'une grande partie des centrales électriques au gaz existantes sera retirée du marché, ce qui, selon la CREG, n'est pas du tout certain. L'estimation envisage également une demande différente à la réserve stratégique (87 TWh) comparée à un CRM à l'échelle du marché (100 TWh), ce qui rend le coût d'une réserve stratégique est plus élevé en €/MWh. De plus, cela peut être problématique pour l'approbation du CRM, car un impact sur le prix de l'électricité par la Commission européenne peut être considéré comme une perturbation du marché européen de l'électricité en raison d'un CRM.

— CREG —

26. KB volumebepaling: welke wijzigingen a minima zou de CREG voorstellen aan het ontwerp KB volumebepaling? Wat is hiervan de impact zowel op vlak van bevoorradingszekerheid als op vlak van kostprijs en financiering?

Le projet de l'AR Détermination du volume, tel que proposé par le SPF et soumis à la DG COMP, est fondamentalement différent de la proposition (pas d'AR, car il n'y a pas de base juridique donnant à la CREG le pouvoir de proposer un AR) de la CREG.

La proposition de la CREG comprend une évaluation de la contribution du CRM à la sécurité d'approvisionnement par rapport au coût du CRM. Afin de permettre cette évaluation, une analyse de l'ampleur du problème de sécurité d'approvisionnement doit être effectuée (détermination de l'EENS – « *expected energy not served* »). Ce contrôle des coûts est un principe essentiel de la proposition de la CREG et doit donc être inclus dans la méthodologie à retenir.

L'interprétation de la répartition de la capacité à contracter entre les enchères T-1 et T-4 est aussi fondamentalement différente entre le projet d'AR du SPF et la proposition de la CREG. Ceci est discuté plus en détail à la question 13. Cependant, la CREG rappelle que les simulations effectuées dans le passé pour calculer la capacité nécessaire à la réserve stratégique avaient un horizon court (initialement des contrats de 3 ans, à partir de 2018 des contrats d'un an). À titre d'exemple, la CREG souhaite rappeler le calcul du volume requis pour l'hiver 2015 - 2016, selon lequel le besoin en réserve stratégique était estimé à 3,5 GW. Finalement, seulement 1,5 GW a pu être contracté. Au cours de cet hiver, aucun problème de sécurité d'approvisionnement ne s'est posé et la réserve stratégique n'a pas été activée. En septembre 2018, Elia a mis en garde contre le risque élevé de sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir (hiver 2018 - 2019) en raison de la disponibilité réduite d'un certain nombre de centrales nucléaires. En réponse à cela, plusieurs mesures ont été prises : des mesures pour améliorer le couplage du marché basé sur le flow-based market coupling, ce qui a augmenté la capacité d'importation vers la Belgique, de nouvelles mesures prises par les autorités et la réaction rapide des acteurs du marché ont conduit à une augmentation de 1,2 GW de la capacité intérieure en l'espace de plusieurs mois. Dans un rapport ex post, la CREG a constaté qu'une marge de 3,7 GW était disponible au cours de cet hiver.

Malgré l'horizon court pour la détermination du volume de la réserve stratégique, et donc les incertitudes plus limitées concernant les simulations à long terme, on peut conclure que depuis l'introduction en 2014, aucun MW de la réserve stratégique contractée n'a jamais été activé pour la sécurité d'approvisionnement, même si Elia a simulé les pénuries qui passaient à 3,5 GW.

27. Scarcity pricing

- Hoe kan scarcity pricing bijdragen aan adequacy, op korte, middellange en lange termijn. Er is verwezen naar Amerika, zijn er Europese voorbeelden?
- Wat is de verwachte impact op de kosten voor de verbruikers (zowel financiering mechanisme, als impact op commodity) en hoe zullen in dit systeem prijspieken evolueren (in frequentie en omvang)?
- Wat is de impact en wisselwerking met de CWE-markt?
- Quid timing?

Pour la réponse à ces questions, voir l'annexe 3.

— CREG —

2.3 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-FRACTIE

28. Quels seraient les coûts totaux d'un CRM avec un budget à enveloppe fermée? Quel serait le coût du CRM + le coût d'un délestage de plusieurs heures si la sécurité d'approvisionnement n'était pas assurée? Avez-vous calculé des scénarios précis avec des occurrences précises? Pouvez-vous nous fournir vos hypothèses?

Pour la réponse à ces questions, veuillez consulter l'annexe 2.

2.4 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE VB-FRACTIE

29. Een simulatie van de geraamde kostprijs van het CRM-mechanisme volgens het KB Methodologie/Volumebepaling zoals dit door de Minister bij de Europese Commissie is aangemeld.

Si le mécanisme de limitation des coûts de la CREG n'est pas suivi, la CREG réfère à l'estimation des coûts réalisée par PWC. PWC partait d'un coût de 19 600 €/MW/an pour la capacité existante et de 83 000 €/MW/an pour la nouvelle capacité. Cette estimation des coûts concerne un coût actualisé, avec un taux d'actualisation de 8,5 %.

En janvier - mars 2019, la CREG a calculé le coût nominal sur la base des chiffres de PWC. Il s'agit du coût nominal qui finira par se retrouver sur la facture d'électricité ou dans le budget. Le coût nominal se traduit par un coût annuel moyen total de 614 millions d'euros. Au vu des résultats alors connus des enchères en Irlande et en Pologne, qui ont abouti à un prix compris entre 40 000 et 50 000 €/MW/an, la CREG a également utilisé ces prix pour arriver à une estimation maximale du coût total, qui s'élève à 940 millions d'euros, d'où l'intervalle de coûts de 614 à 940 millions d'euros.

Il s'agit d'estimations d'enchères de capacité qui doivent encore avoir lieu. Le résultat final peut être inférieur ou supérieur à cet intervalle de coûts.

Les coûts maximums liés à l'application du mécanisme de contrôle des coûts peuvent être entièrement estimés avant la mise aux enchères, car ils résultent des simulations effectuées à l'avance. Ce n'est pas le cas si le mécanisme de limitation des coûts n'est pas appliqué. En effet, il s'agit alors d'estimations ex ante et elles peuvent finalement être inférieures voire supérieures à celles estimées ici par la CREG.

La CREG calcule avec les estimations de coûts suivantes (voir également annexe 1) :

- Mécanisme de limitation des coûts : le coût du CRM ne doit pas dépasser le coût du problème d'approvisionnement (proposition CREG 2064, le prix de revient maximum est déterminé à l'avance) :
 - **Budget A1**: le coût avec une VoLL = 2 300 €/MWh² avec une EENS évitée de 3,6 GWh = **11 millions d'euros** ; ce coût correspond à la faible estimation en 2030 dans le cadre du mécanisme de réduction des coûts

² Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer.³ Voir résumé https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf « Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market » de mars 2016,

— CREG —

- **Budget A2:** le coût avec une VoLL = 5 300 €/MWh avec une EENS évitée de 19,3 GWh = **107 millions d'euros** ; ce coût correspond à l'estimation élevée en 2025 dans le cadre du mécanisme de réduction des coûts
- Pas de mécanisme de limitation des coûts (proposition FPS/Elia, prix de revient à déterminer uniquement après enchère) :
 - **Budget B1 :** le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC : **614 millions d'euros par an**
 - **Budget B2 :** le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC et tenant compte des résultats des enchères en Pologne et en Irlande : **940 millions d'euros par an**

30. Kan de CRM meer toelichting geven bij haar uitspraken in de gedachtewisseling van woe 06.05.2020 dat “de bepaling van de financieringsstructuur nog geen oplossing is voor de financiering van het subsidiemechanisme” : met name de vraag welke de belastbare basis zal zijn (zal men kosten factureren op basis van het aantal uren kilowattuur die van het netwerk komen, enz.

Si l'on choisit de faire supporter aux consommateurs d'électricité le coût du CRM, il existe alors différentes options pour calculer ce coût pour chaque consommateur d'électricité. Cette méthodologie de calcul détermine finalement qui contribuera de combien au coût du CRM. Actuellement, aucune clarté n'est faite sur cette base de surcharge et sur l'application possible de la dégressivité. Par le passé, seules les options pour la base de surcharge ont été analysées par la CREG : une surcharge sur la base d'un total de kWh (c'est-à-dire en fonction de la consommation énergétique annuelle totale du consommateur), une surcharge sur la consommation de pointe totale en cas de pénurie ou une surcharge sur la consommation de pointe volatile en cas de pénurie.

Veuillez consulter l'annexe 1 pour le reste de la réponse.

31. De CREG heeft gesteld dat ze op 9 april 2020 een brief aan netbeheerder Elia heeft gericht. Kunnen de parlementsleden afschrift krijgen van deze brief ? Op 6 mei 2020 had Elia hier nog niet op geantwoord.

Une copie de la lettre de la CREG du 9 avril 2020 et de la réponse d'Elia du 11 mai 2020 est jointe en annexe 5. La réponse d'Elia démontre clairement qu'Elia n'a pas l'intention de mettre à jour l'étude d'adéquation et de flexibilité de juin 2019, mais préfère attendre la prochaine étude prévue pour fin juin 2021, qui est trop tard pour informer le gouvernement dans le contexte de sa décision d'ordonner une première enchère CRM. Concernant la prise en compte des commentaires de la CREG et les possibilités de les réaliser à court terme, Elia renvoie au comité de suivi pour la prochaine étude.

https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.pdf⁵ Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer. La VoLL de 2 300 €/MWh est une estimation faible et basée sur la VoLL que le Bureau du Plan estime pour les ménages. La VoLL de 5 300 €/MWh est une estimation élevée et basée sur la VoLL que CEPA estime pour les ménages pour le compte d'ACER.⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/E2064NL.pdf>

— CREG —

2.5 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE CD&V-FRACTIE

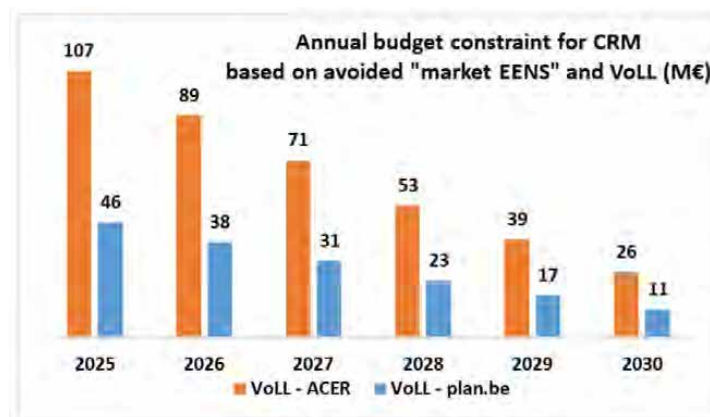
32. Vraag over de hypothetische ondergrens en bovengrens van de toe te kennen steun in functie van diverse hypothesen (volume, prijsevolutie).

Si le mécanisme de limitation des coûts de la CREG n'est pas suivi, la CREG réfère à l'estimation des coûts réalisée par PWC. PWC partait d'un coût de 19 600 €/MW/an pour la capacité existante et de 83 000 €/MW/an pour la nouvelle capacité, dans un scénario pay-as-cleared. Cette estimation des coûts concerne un coût actualisé, avec un taux d'actualisation de 8,5 %.

En janvier - mars 2019, la CREG a calculé le coût nominal sur la base des chiffres de PWC. Il s'agit du coût nominal qui finira par se retrouver sur la facture d'électricité ou dans le budget. Le coût nominal se traduit par un coût annuel moyen total de 614 millions d'euros. Au vu des résultats alors connus des enchères en Irlande et en Pologne, qui ont abouti à un prix compris entre 40 000 et 50 000 €/MW/an, la CREG a également utilisé ces prix pour arriver à une estimation maximale du coût total, qui s'élève à 940 millions d'euros, d'où l'intervalle de coûts de 614 à 940 millions d'euros.

Ces estimations sont réalisées à partir d'une première enchère de capacité qui doit encore avoir lieu. Le résultat final peut être inférieur ou supérieur à cet intervalle de coûts.

Si le mécanisme de réduction des coûts de la CREG est suivi, le CRM ne devrait pas coûter plus cher que le coût de l'énergie délestée évitée. En 2025, ce sera 19,7 GWh multipliés par la VoLL. La figure ci-dessous montre les coûts de l'énergie délestée évitée (interpolée pour les années 2026, 2027 et 2029). Cette figure est également présente dans la proposition 2064 de la CREG sur la détermination du volume (voir page 38).



Le coût évité par l'introduction d'un CRM varie alors entre 11 et 107 millions d'euros par an.

Il est important de noter que ces contraintes budgétaires ont été calculées sur la base des simulations d'Elia. La CREG émet de nombreuses réserves sur ces simulations, telles que la non-prise en compte de toute la capacité existante, les années climatiques, l'inclusion des réserves dans le calcul, la tarification, etc. suite auxquelles l'énergie délestée sera en réalité sensiblement plus faible, ce qui obligera à estimer les coûts évités encore plus bas.

— CREG —

33. Hoeveel kost dit aan de gebruikers indien we kiezen om via een ODV te werken?

- Wat is dit doorgerekend in functie van verbruik?
- Wat is dit doorgerekend in functie van verbruik met degressiviteit, toegepast zoals op de federale bijdrage elektriciteit?
- Wat is dit doorgerekend in functie van aansluiting?

Pour la réponse à ces questions, veuillez consulter l'annexe 1.

2.6 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB FRACTIE

34. Pourriez-vous détailler quand vous dites que la « solution » (le CRM) va coûter plus cher que le « problème » svp ? Êtes-vous d'accord avec Madame la ministre quand elle répond qu'une seule heure de black-out va coûter 120 millions d'euros quand on lui demande le coût si on se passerait de CRM ?

En ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement, les risques de black-out total sont très faibles, car le problème peut être prévu à l'avance et les délestages peuvent être limités et contrôlés, précisément pour éviter un black-out total. L'impact d'un black-out total n'est donc pas utilisé dans le cadre de ce problème ; par contre, il s'agit effectivement du nombre d'heures (LoLE) durant lequel une quantité limitée d'énergie doit être délestée involontairement (EENS).

Pour le reste de la réponse, veuillez consulter l'annexe 2.

2.7 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE OPEN VLD FRACTIE

35. Waarom is volgens de CREG een nieuwe adequacy studie nodig? Wat zijn de cruciale elementen die tegenover de Elia-studie uit juni 2019 zijn veranderd?

Tout d'abord, la CREG estime que l'étude d'adéquation de juin 2019 présente un certain nombre de lacunes, raison pour laquelle le problème de sécurité d'approvisionnement est surestimé. Ces lacunes ont déjà été mises en évidence lors d'audiences précédentes de la Commission parlementaire. La CREG renvoie aux publications sur son site Internet (<https://www.creg.be/fr/publications/etude-f1957> et <https://www.creg.be/fr/publications/note-z2050>). Étant donné que cette étude est présentée comme étant l'élément le plus important visant à motiver l'introduction d'un CRM, ce qui revient à la plus grande réforme du marché depuis la libéralisation du marché de l'énergie et qui de surcroît s'accompagne d'un prix considérable, la CREG estime que cette étude d'adéquation devrait être mise à jour pour prendre en compte au moins les principaux commentaires de la CREG.

Par ailleurs, la CREG est d'avis qu'avant de procéder à l'organisation de la première enchère CRM en 2021, une nouvelle étude pour évaluer la situation en matière de sécurité d'approvisionnement de la Belgique est nécessaire pour les raisons suivantes :

a) Conformité avec l'article 21(1) du Règlement Électricité

Une telle étude devrait prendre en compte toutes les mesures du plan d'exécution. En effet, conformément à l'article 21(1) du Règlement Électricité (UE) 2019/943, un mécanisme de capacité ne peut être mis en place pour répondre aux problèmes de sécurité d'approvisionnement restants qu'après la mise en œuvre de toutes les mesures d'exécution.

— CREG —

Art. 21 (1) : « Afin de répondre aux préoccupations persistantes concernant l'adéquation de l'approvisionnement en électricité, les États membres peuvent, en dernier recours, introduire des mécanismes de capacité conformément aux articles 107, 108 et 109 du TFUE lors de l'introduction des mesures d'exécution visées à l'article 20 du présent règlement. »

La CREG attire l'attention sur l'avis de la Commission européenne au sujet du plan d'exécution belge, dans lequel la Belgique est invitée à envisager l'introduction d'un « scarcity pricing / prix de pénurie ».

La Commission estime que la composante alpha présente déjà certaines caractéristiques d'une fonction de tarification sur la base de pénurie. Cependant, la Commission demande à la Belgique d'examiner si la fonction de tarification sur la base de pénurie devrait s'appliquer non seulement aux BRP, mais également aux prestataires de services d'équilibrage (BSP). Cela peut soutenir la sécurité de l'approvisionnement en garantissant que les BRP et les BSP sont confrontés au même prix pour l'énergie produite / consommée, car la différenciation des prix peut conduire à un arbitrage inefficace entre les acteurs du marché. La Commission considère également que la fonction de tarification sur la base de pénurie devrait être déclenchée par la pénurie des réserves dans le système et que la fonction devrait être établie pour augmenter les prix de l'énergie d'équilibrage à la valeur de l'énergie non desservie lorsque le système n'a plus de réserves. La Commission invite la Belgique à envisager de modifier en conséquence son régime de tarification sur la base de pénurie d'ici le 1^{er} janvier 2022.

Concernant l'impact de l'introduction du prix de pénurie, la CREG renvoie aux réponses aux questions sur ce sujet (voir annexe 3).

- b) La loi Électricité prévoit que le ministre charge le gestionnaire du réseau d'organiser les enchères le 31 mars au plus tard. Étant donné qu'il y a toujours une certaine capacité requise pour couvrir la demande d'électricité, même si la Belgique n'a pas de problème de sécurité d'approvisionnement et que les normes de fiabilité sont largement respectées, le volume nécessaire sera toujours supérieur à 10 000 MW, et une instruction sera donnée fin mars d'organiser les enchères. En d'autres termes, il n'y a plus de vérification ou d'évaluation du problème de sécurité d'approvisionnement, de sorte que si la CE approuve le CRM notifié, les enchères CRM débiteront presque automatiquement, même si aucun problème de sécurité d'approvisionnement ne se produit.
- c) La mise à jour de l'étude de sécurité d'approvisionnement est prévue pour le 30 juin 2021, conformément à l'article 7bis, § 4 bis de la loi Électricité. L'instruction de la ministre d'organiser la première enchère CRM aura lieu au plus tard le 31 mars 2021, conformément à l'article 6 de la loi du 22 avril 2019 instaurant un mécanisme de capacité. Cela signifie que l'instruction d'organiser la première enchère CRM est donnée trois mois avant la publication des résultats de la nouvelle étude de sécurité d'approvisionnement. En supposant qu'une partie des contrats de la première enchère CRM puisse avoir une durée de 15 ans, et les coûts devant être couverts durant cette période, la CREG estime qu'il convient de ne pas procéder à la légère à l'instruction d'une enchère CRM. Une évaluation de l'éventuel problème de sécurité d'approvisionnement et la détermination de l'ampleur de ce problème doivent donc être effectuées avant d'ordonner l'organisation de la première enchère CRM. Cela devrait également permettre à la ministre, connaissant une analyse actuelle de la sécurité d'approvisionnement, de fournir des instructions motivées.

— CREG —

36. CREG stelt dat strategische reserves niet onderzocht zijn. Kan de CREG een inschatting geven wat de impact hiervan is op bevoorradingszekerheid? Wat is de meest recente inschatting van de impact van de CRM op de factuur/welvaart vs. de Energy Only Market met strategische reserve? Waarom is de ene boven de andere te verkiezen?

Veuillez-vous référer à la réponse à la question 41 pour l'impact de la réserve stratégique sur la sécurité d'approvisionnement et notamment sur le respect de la norme de fiabilité.

37. Wat is impact van scarcity pricing op de winstgevendheid van capaciteit, zoals geanalyseerd in eerste studie? Hoe wordt scarcity pricing nu al in zekere mate toegepast in België en welke meer ontwikkelde buitenlandse voorbeelden van scarcity pricing zijn zinvol voor België? Hoe kan scarcity pricing structurele investeringen losweken?

Pour la réponse à ces questions, veuillez consulter l'annexe 3.

38. Wat is volgens de CREG de impact van de opinion van DG ENER op het Implementatieplan van België en heeft dat een impact op de bevoorradingszekerheid?

Dans son avis sur le plan d'exécution de la Belgique, la DG ENER déclare ce qui suit : « La Commission invite la Belgique à envisager de modifier en conséquence son régime de tarification sur la base de pénurie d'ici le 1er janvier 2022 ». La mise en œuvre d'un mécanisme de scarcity pricing (prix de pénurie), actuellement à l'étude par la CREG et Elia, répond à la demande de la DG ENER et pourra être mise en œuvre d'ici le 1er janvier 2022. Cela implique implicitement aussi d'analyser les effets de l'introduction d'un tel mécanisme de prix de pénurie sur la sécurité d'approvisionnement, et par conséquent sur la nécessité de mettre en œuvre un CRM.

Une étude précédente a déjà mis en évidence l'effet positif d'un prix de pénurie sur la rentabilité de capacité en période de pénurie et il a donc sans conteste un impact positif sur la sécurité d'approvisionnement. Dans ses commentaires sur l'étude d'adéquation d'Elia de juin 2019, la CREG a déjà indiqué que le prix de pénurie devait être inclus dans l'analyse d'adéquation. Sur avis de la DG ENER, la CREG demandera à Elia de calculer l'impact de la mise en œuvre d'un prix de pénurie dans l'évaluation d'adéquation.

Selon une analyse juridique de la CREG, la CREG a le pouvoir de décider du mécanisme de prix de pénurie.

39. Kunnen we de studie van de VUB over de klimaatverandering verkrijgen? Zijn de wetenschappers van de VUB bereid om hun studie te komen toelichten in het parlement?

L'étude de la VUB (« Winter is leaving ») est disponible sur le site Web de la VUB :

https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf

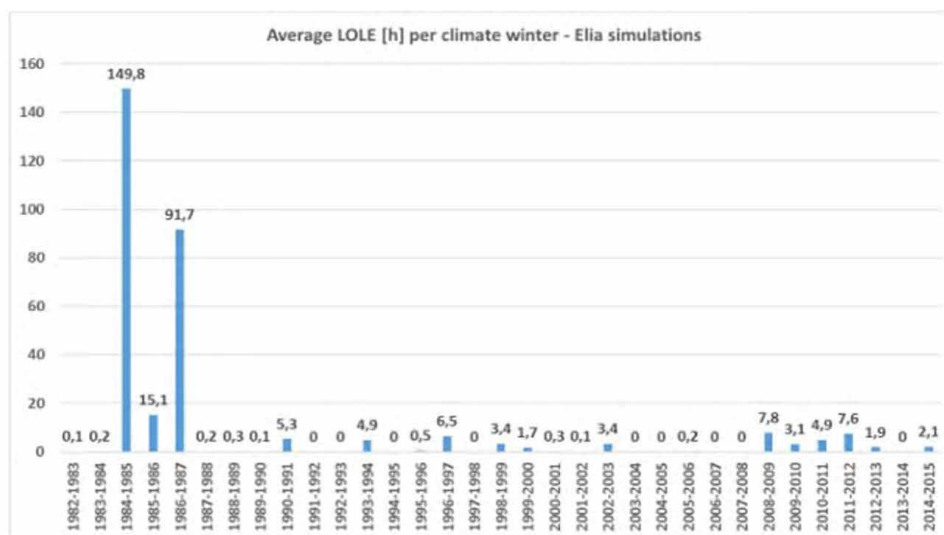
Les scientifiques de la VUB nous ont confirmé qu'ils étaient prêts à expliquer leurs études au Parlement.

— CREG —

40. Wat was het resultaat van de Duitse studie over de bevoorradingszekerheid?

L'étude allemande (https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/definition-and-monitoring-of-security-of-supply-on-the-european-electricity-markets-from-2017-to-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9) du 23 janvier 2019 conclut qu'il n'y a pas de problème d'adéquation en Allemagne ni en Belgique.

La principale différence entre l'étude allemande et l'étude d'Elia de juin 2019 est, selon la CREG, le nombre d'années climatiques prises en compte. L'étude allemande simule le système électrique pour 5 années climatiques historiques, tandis que l'étude Elia simule 33 années climatiques. Comme l'a déjà démontré la CREG, ce sont principalement les périodes d'hiver 1984 - 1985 et 1986 - 1987 qui donnent le plus gros du travail pour les heures LoLE dans les simulations Elia.



L'étude de septembre 2017³ du Bureau fédéral du Plan a également indiqué que tout en maintenant la capacité thermique actuelle, la sécurité d'approvisionnement peut être garantie.

41. Wat is de impact van de strenge winters in de jaren 80 op de LoLE uren in de simulatie van Elia? Quel est l'impact si nous remontons non pas à 33 ans, mais à 10, 20 ou 30 ans ? Quel est le résultat si cela se conjugue avec le maintien des réserves stratégiques ?

Le tableau ci-dessous présente les valeurs LoLE basées sur les simulations d'Elia pour le scénario de base pour les années 2025, 2028 et 2030, avec les variantes suivantes parmi les années climatiques

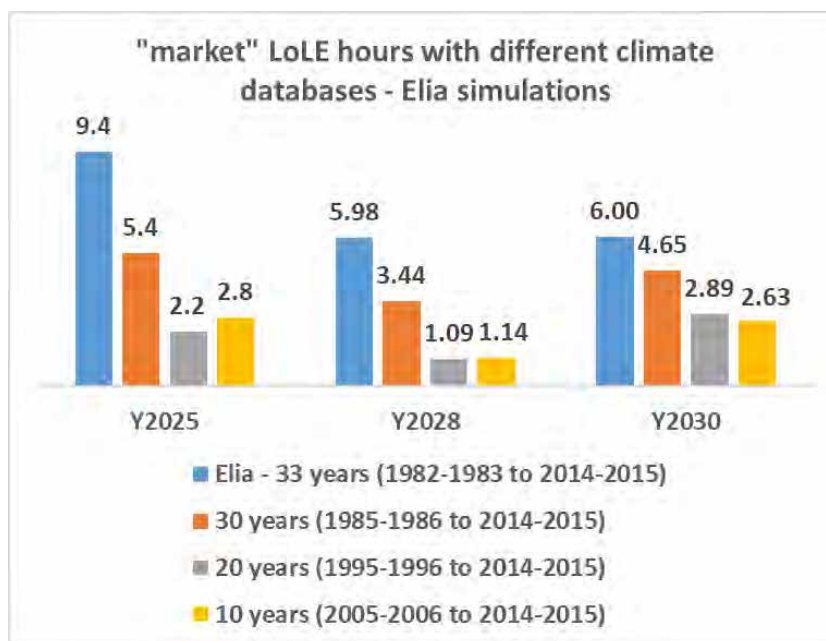
³ Voir résumé https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf « Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market » de mars 2016, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.pdf. Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer. La VoLL de 2 300 €/MWh est une estimation faible et basée sur la VoLL que le Bureau du Plan estime pour les ménages. La VoLL de 5 300 €/MWh est une estimation élevée et basée sur la VoLL que CEPA estime pour les ménages pour le compte d'ACER. ⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/E2064NL.pdf>

— CREG —

considérées : respectivement, les valeurs publiées par Elia (avec 33 hivers - 34 années climatiques), les valeurs avec exclusion des 2 hivers extrêmes, puis lors de l'utilisation de 30, 20 et 10 années climatiques.

année de simulation	scénario	étude Elia	34 ans à l'exception des hivers extrêmes	30 dernières années	20 dernières années	10 dernières années
			(donc excl 1984-1985 en 1986-1987)	1985-2015	1995-2015	2005-2015
2025	base	9.4	2.2	5.4	2.2	2.8
2028	base	5.9	1.1	3.4	1.1	1.1
2030	base	6	3	4.6	2.9	2.6

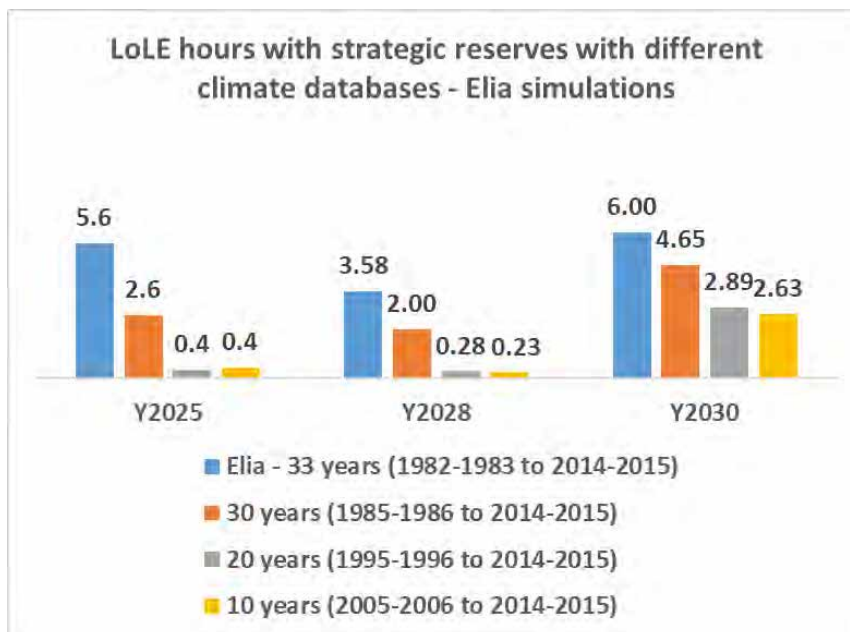
Il convient de noter que la base de données climatiques sur laquelle les simulations ont été réalisées couvre la période 1982 - 2015. Le calcul de la LoLE au cours des 30 dernières années inclura donc toujours l'hiver extrême de 1986 - 1987. Cela explique pourquoi une simulation avec 30 années climatiques conduit à une LoLE beaucoup plus élevée qu'une simulation avec 20 années climatiques. Cependant, si les simulations devaient avoir lieu sur la base de la base de données actuelle, qui pourrait déjà atteindre 2018, on peut s'attendre à ce que les résultats des 30 dernières années climatiques soient conformes aux valeurs des deux dernières colonnes du tableau ci-dessus. Cependant, la CREG ne dispose que des résultats transmis par Elia dans le cadre de l'étude d'adéquation de juin 2019. Les résultats décrits sont représentés graphiquement dans la figure ci-dessous.



Si le mécanisme de réserve stratégique est conservé, rien ne changera dans la LoLE de marché, car celle-ci est calculée avec les capacités du marché. Cependant, conformément au Règlement (UE) 2019/943, les réserves stratégiques doivent être prises en compte avant la mise en œuvre d'un CRM à

— CREG —

l'échelle du marché. La prise en compte de la réserve stratégique revient à conserver la capacité économiquement non rentable (qui peut ensuite être contractée comme réserve stratégique). Les résultats de la variation des années climatiques considérées avec réserve stratégique sont présentés dans la figure ci-dessous.



42. Is de CREG akkoord met de methodologie die op Europees niveau wordt gebruikt in de Medium-term Adequacy Forecast (MAF) van ENTSO-E en Penta-Lateraal Energie Forum (PLEF)? Waarom wel, niet?

La CREG rappelle que Elia joue un rôle très actif dans la réalisation des études au niveau européen (notamment en ce qui concerne l'étude PLEF, qui a également été suivie par la CREG, mais n'a pas été validée par les régulateurs concernés). La CREG a donc sur ces études, des commentaires similaires à ceux qu'elle a formulés sur l'étude Elia. De plus, ces études ne simulent pas de test de viabilité économique pour déterminer si des capacités restent ou non sur le marché. Comme dans l'étude Elia, 34 années climatiques sont également utilisées dans la dernière étude PLEF.

43. In haar draft voorstel voor een methodologie m.b.t. de betrouwbaarheidsnorm van 5 december 2019 stelt ENTSO-E voor om, in afwezigheid van een economisch te justifiëren doel van EENS, de betrouwbaarheidsnorm enkel op basis van de LoLE te baseren. Hoe is dit in lijn met Artikel 25 van de nieuwe Elektriciteitsverordening en de uitspraken van de CREG dat dit moet gebaseerd zijn op de VoLL/CONE en uitgedrukt worden in LoLE én EENS?

En effet, Entso-E propose de n'utiliser que la norme LoLE comme norme de fiabilité. Les régulateurs nationaux devront prendre une décision sur cette proposition au sein d'ACER au début du mois d'août.

— CREG —

La CREG a également abordé cette question dans une note sur les paramètres déterminant la quantité de capacité achetée dans le cadre du mécanisme de capacité (note 2024 de la CREG). Le problème de sécurité d'approvisionnement se traduit par un coût pour les consommateurs qui risquent d'être délestés en raison de ce problème de sécurité d'approvisionnement. Utiliser uniquement le critère LoLE ne prend aucunement en compte la gravité du problème éventuel de sécurité d'approvisionnement.

Afin d'étayer l'importance de prendre également en compte la gravité du problème, la CREG souhaite également se référer au rapport final de la Commission européenne sur les normes de fiabilité appropriées,⁴ lequel donne un aperçu des normes de fiabilité et indique clairement que LoLE, LoLP et P95 ne quantifient pas la gravité du problème. La Commission européenne stipule en ces termes (p. 38, soulignés par nos soins) :

LoLE is one of the most adopted metrics because of its simplicity; however, as already pointed out, it does not provide any information about the severity of the problem (i.e. a blackout affecting the entire electricity system or minor load curtailments due to the impossibility of covering high peak loads can, in fact, present the same number of hours of LoLE). Furthermore, the quantification of EENS appears to be the most direct way to obtain a monetisation of interruption costs (see 3.5) in order to compare possible investments toward reaching adequacy targets.

En effet, que le problème entraîne un black-out total pendant un certain nombre d'heures ou seulement le délestage de quelques consommateurs pour le même nombre d'heures, car la demande de pointe n'est tout simplement pas couverte, dans les deux cas, la LoLE n'affiche que la durée pendant laquelle la charge ne peut pas être couverte. Le rapport de la Communauté européenne recommande donc également que les normes de fiabilité tiennent compte du coût de l'EENS.

Si la norme de fiabilité est uniquement basée sur la norme LoLE (ce qui peut être le cas), la gravité du problème de sécurité d'approvisionnement ne sera pas prise en compte. Afin d'y répondre, la CREG a également proposé d'introduire un mécanisme de réduction des coûts pour le CRM basé sur l'EENS en particulier le coût de délestage qui peut être évité par un CRM (= EENS x VoLL, voir aussi ailleurs). Comme vous le savez, la ministre n'a pas suivi la proposition de la CREG et a soumis une proposition SPF / Elia à la Commission européenne, sans ce mécanisme de limitation des coûts basé sur l'EENS. Le dossier de notification CRM que la Belgique a soumis à la Commission européenne ne prend donc pas en compte la gravité d'un éventuel problème de sécurité d'approvisionnement.

44. Wat is volgens de CREG de juridische implicatie van het door de minister fundamenteel afwijken van het CREG-voorstel inzake volumebepaling?

La CREG se demande si la modification fondamentale de sa proposition, faite par le SPF Économie, est juridiquement admissible et si l'attribution par le législateur d'un pouvoir de proposition à une autorité

« Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market » de mars 2016, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.pdf.⁵ Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer. La VoLL de 2 300 €/MWh est une estimation faible et basée sur la VoLL que le Bureau du Plan estime pour les ménages. La VoLL de 5 300 €/MWh est une estimation élevée et basée sur la VoLL que CEPA estime pour les ménages pour le compte d'ACER.⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/E2064NL.pdf>

— CREG —

indépendante, telle la CREG, implique que la modification de cette proposition ne peut se faire de manière unilatérale par l'autorité chargée de décider ; en principe, en cas de désaccord, l'autorité chargée de décider doit à tout le moins demander à l'autorité disposant du pouvoir de proposition de formuler une nouvelle proposition.

Afin d'éviter des problèmes juridiques lors de la mise en œuvre du CRM, la CREG a demandé à un cabinet d'avocats de fournir un avis juridique sur la validité du projet d'arrêté royal. Elle ne dispose pas encore de l'avis.

45. Minister Marghem verwees naar het Planbureau voor de inschatting van de VoLL. Kan de CREG met deze inschatting akkoord gaan en waarom (niet)? En wat is de relevantie van de VoLL voor de bevoorradingszekerheid?

Pour la réponse à ces questions, veuillez consulter l'annexe 4.

46. Hoe kan de CREG via haar ontwerpvoorstel van de methodologie volumebepaling dat de bevoorrading na 2025 verzekerd zal zijn? Er worden namelijk verschillende argumenten aangehaald die stellen dat de methodologie van de CREG daarvoor niet toereikend zou zijn. Zo zou de zogenaamde "budget"-aanpak van de CREG tot een capaciteitswaarde (in euro per kW) leiden die lager is dan de kost voor de missing money van nieuwe capaciteit (NET-CONE).

Cette question ainsi que la question 47 reçoivent une réponse ci-dessous.

47. Is het mogelijk dat een CRM, met een methodologie tot volumebepaling zoals door de CREG uitgewerkt, ertoe leidt de bevoorrading niet verzekerd is, terwijl er toch nog een aanzienlijke kost is?

La méthodologie de la CREG garantit qu'une analyse d'adéquation doit être réalisée au moins avant l'enchère, déterminant ainsi non seulement l'existence d'un éventuel problème d'adéquation (actuellement basé sur les normes de fiabilité LoLE), mais également son ampleur. Importance des premiers contrats d'enchère LT

Dans la méthodologie proposée par le SPF Économie, il n'y a pas d'évaluation du problème de sécurité d'approvisionnement et il y a un risque qu'une enchère soit organisée pour un certain volume, alors qu'il y a une capacité suffisante sur le marché et donc aucun problème de sécurité d'approvisionnement.

En effet, si le critère LoLE est légèrement dépassé, la contribution du CRM à la solution du problème ne dépassera pas le coût du CRM, et par conséquent le dépassement du LoLE simulé perdurera. Cependant, la CREG attire également l'attention sur le fait que cela ne conduira en réalité pas nécessairement également à un dépassement de la norme de fiabilité.

La CREG souhaite également souligner que la méthode proposée par le SPF Économie pose aussi toujours le risque que la norme de fiabilité ne soit pas respectée. Récemment, ce fut notamment le cas en Italie, où la première enchère CRM n'a pas conduit à l'achat du volume demandé, alors que les price caps respectivement de 33 000 €/MW et de 75 000 €/MW ont été atteints.

La méthodologie élaborée par la CREG prend en compte le rapport entre la contribution du CRM à la résolution du problème de sécurité d'approvisionnement et le coût du CRM. Si le problème de sécurité d'approvisionnement est très grave (avec des valeurs EENS élevées), la CREG autorise la méthode à contracter plus de volume que lorsque la sécurité d'approvisionnement est faible.

— CREG —

L'utilisation d'un mécanisme « pay-as-bid », tel que proposé par la CREG, permet de contracter des offres plus élevées, avec le même coût CRM total, que lors de l'utilisation d'un mécanisme pay-as-cleared.

48. Hoe staat de CREG tegenover de antwoorden van de FOD Economie, AD Energie t.o.v. haar opmerking om klimaatverandering mee te nemen in haar modellen zoals weergegeven in hun finaal advies van 17 april 2020 (<https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Proposition-2064-CREG-parametres-quantite-capacite-mecanisme-de-capacite-Avis-final-du-SPF-economie.pdf>, p.8-9)

Les réponses du SPF Économie à la remarque de la CREG se composent de plusieurs éléments :

- Le SPF Économie affirme que remettre en cause l'utilisation et/ou la pondération de certaines années climatiques revient à remettre en cause les résultats de toutes les précédentes études d'adéquation du GRT et de ENTSO-E ayant utilisé la même base de données. La CREG confirme que les résultats de ces études peuvent également être remis en cause. L'appréciation de la CREG sur l'impact significatif des années climatiques utilisées sur les résultats des études d'adéquation n'a pu avoir lieu qu'après avoir obtenu des informations détaillées sur les résultats non publiés de l'étude d'adéquation d'Elia. Ce n'est que lorsque cet impact est devenu clair que la CREG a demandé aux experts du climat d'étudier les conséquences du changement climatique sur la probabilité que des vagues de froid extrême se reproduisent à l'avenir.
- Le SPF Économie déclare en outre que le même modèle pour créer des profils de demande (Trapunta) a été utilisé dans l'étude du MAF. La CREG n'a pas une connaissance approfondie de ce modèle Trapunta et ne le remet pas en cause. Cependant, il est tout aussi important d'entrer des données représentatives correctes dans un modèle afin d'obtenir des résultats pertinents. L'utilisation d'une base de données climatiques complète, sans prendre en compte les effets du changement climatique, n'est pas compréhensible pour la CREG.
- Le SPF renvoie à l'article 7 bis de la loi Électricité, qui prévoit l'utilisation d'une LoLE et LoLE95, en l'absence d'autres normes. La définition de la LoLE95 montre que les années statistiquement exceptionnelles doivent être prises en compte. La CREG note dans un premier temps que le critère de la LoLE moyenne, et pas seulement le critère LoLE95, est utilisé en combinaison avec des années exceptionnelles. En outre, le critère LoLE95 est entré comme valeur LoLE pour le 95^e percentile, ce qui équivaut à une situation qui se produit en moyenne une fois tous les 20 ans, tandis que les années climatiques extrêmes ayant un impact significatif sur la LoLE se sont produites il y a plus de 30 ans.
- Enfin, le SPF Économie déclare que « *des mesures de lutte contre le changement climatique sont en cours dans toute l'Europe* ». La CREG doute que les mesures que l'Europe prend soient suffisantes pour stopper le changement climatique, qui est bien sûr un problème mondial, et ce d'autant plus à court terme (car cela concerne la sécurité d'approvisionnement d'ici 2030). La CREG doute que ce dernier argument du SPF Économie réponde aux commentaires de la CREG concernant l'utilisation des années climatiques.
- D'autre part, le SPF Économie déclare également être ouvert à la prise en compte des éléments scientifiques concernant les effets potentiels du changement climatique sur la sécurité d'approvisionnement.

La CREG espère que l'étude scientifique réalisée par les experts climat de la VUB sera acceptée par le SPF Économie et prise en compte dans une analyse de la sécurité d'approvisionnement.

— CREG —

49. Wat is de impact van de factuur op de gezinnen, kmo's en grote bedrijven indien de CRM-kost gefinancierd wordt door de Elia-tarieven? Waar ligt het verschil tussen de tariefdragers 'verbruik' (kWh) en 'capaciteit' (kW)? Kan de CREG deze berekenen, zoals aangegeven in de commissie energie van 6 mei 2020? Wat is de impact van een eventuele degressiviteit voor elektro-intensieve gebruikers?

[Veuillez consulter l'annexe 1 pour cette réponse.](#)

2.8 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE SP.A FRACTIE

50. De financiering van CRM via de ELIA-tarieven betekent dat de gezinnen en de bedrijven zullen bijdragen hieraan. In het verleden werd voor dit soort regelingen een degressiviteitsregeling ingevoerd om bedrijven enigszins te passeren. Heeft een dergelijke regeling nu enige kans van slagen aangezien EU ons reeds over andere regelingen op de vingers tikte?

[La CREG renvoie aux réponses qu'elle a formulées aux questions n° 6 et 10.](#)

51. In hoeverre is de kost van CRM te vergelijken met de kost van een strategische reserve? Ook in de komende jaren wanneer we daarmee stoppen? Is er überhaupt nog een strategische reserve over op dat ogenblik? Met andere woorden is de verlenging van die piste een utopie of niet?

[Il existe une différence fondamentale dans l'ordre de grandeur des coûts entre la réserve stratégique et le CRM. Cette différence de coût est due aux caractéristiques des deux mécanismes de rémunération de la capacité :](#)

- Dans le cas de la réserve stratégique, seule la pénurie de capacité est contractée, tandis qu'avec un CRM à l'échelle du marché, toute la capacité est rémunérée.
- La réserve stratégique est contractée sur une base annuelle, uniquement en cas de pénurie de capacité, à la suite de laquelle la norme de fiabilité n'est pas respectée. Le CRM envisagé à l'échelle du marché comprend l'option de contracter sur une période de 15 ans, ce qui offre bien entendu une plus grande sécurité pour le fournisseur de capacité, mais implique des coûts à financer sur cette période indépendamment de l'existence d'un problème de sécurité d'approvisionnement.
- Dans le cas d'une réserve stratégique, les coûts se composent d'un coût de réservation (qui est payé pour la capacité contractée qui est réellement disponible) et d'un prix d'activation (qui n'est payé que si la réserve stratégique est effectivement activée, ce qui n'est jamais arrivé à ce jour). Le coût d'un CRM est payé lorsque la capacité est disponible.
- Dans le cas d'une réserve stratégique, un contrôle est effectué sur le caractère raisonnable des offres et donc du coût, ce qui n'est pas le cas avec un CRM à l'échelle du marché.

[Ces éléments signifient que le coût d'une réserve stratégique est nettement inférieur au coût d'un CRM.](#)

[Si toute la capacité de production reste sur le marché, il ne reste que la gestion de la demande pour combler un besoin en réserve stratégique. Il convient toutefois de noter que le risque de problème de sécurité d'approvisionnement est donc aussi moindre.](#)

[La CREG note également que la CREG, en collaboration avec Elia, a examiné un projet de forme plus étendue de réserve stratégique afin de permettre, si nécessaire, à la réserve stratégique d'attirer également de nouveaux investissements.](#)

— CREG —

52. Er werd een resolutie ingediend om de financiering van het CRM met ODVs via Elia te regelen. Op deze manier komt de kost van het CRM via de elektriciteitsfactuur rechtstreeks bij de consument terecht. 1 op 5 gezinnen heeft reeds te kampen met energiearmoede. Welke andere financieringsopties zijn er voorhanden en wat zijn de administratieve kosten/belemmering ervan?

La CREG renvoie à la présentation faite par le SPF Économie lors de l'audience à la Chambre du Comité de suivi du CRM au mois de décembre 2019. Cette présentation énumère certaines pistes possibles en vue du financement du CRM, parmi lesquelles l'obligation de service public d'Elia, dont le coût est répercuté dans les tarifs de transport (ou via une surcharge tarifaire).

Une autre option présentée était une redevance à charge des fournisseurs.

Une troisième option consistait en une « contribution énergétique », à savoir une nouvelle redevance dont la base devrait être déterminée (par exemple un bien ou un service).

Lors de la présentation faite par le SPF ont été mis en lumière les avantages et les inconvénients de chaque option, notamment en ce qui concerne le coût d'exécution et de fonctionnement de celle-ci.



3 Annexes

3.1 ANNEXE 1 – L'IMPACT SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ.

Vous trouverez ci-dessous un résumé de la note avec les simulations de l'impact sur la facture d'électricité.

La CREG estime l'impact du coût d'un CRM à l'échelle du marché sur la facture de différents types de consommateurs, tels que les ménages, les PME et les grandes entreprises. La CREG fait à cet égard une distinction entre les deux composantes tarifaires que sont « le prélèvement » (kWh) et « la capacité » (kW), deux options étant proposées en ce qui concerne « la capacité ».

La CREG souhaite signaler que la Commission européenne surveille le mode de calcul de la dégressivité. La dégressivité actuellement appliquée pour la surcharge offshore semble ne plus être acceptée. De plus, il est difficile d'appliquer cette dégressivité, qui est calculée sur la base du MWh total acheté, si la composante tarifaire est une capacité (kW).

Les chiffres de cette note sont des estimations basées sur les éléments disponibles. La CREG s'est basée sur des calculs antérieurs qu'elle avait effectués en 2018 à la demande de la ministre de l'Énergie.

Dans les calculs, une distinction est faite entre les entreprises et les ménages. Pour les entreprises, la CREG se base sur les données des clients Elia et définit trois types de clients consommant respectivement en moyenne 1 000 GWh, 200 GWh et 25 GWh. Pour les PME, la CREG s'appuie sur le profil S12 qui consomme environ 100 MWh (28 000 raccordements). Enfin, les ménages sont répartis entre un prélèvement journalier normal, lesdits clients S21 (3,7 millions de raccordements), et les ménages avec un prélèvement essentiellement nocturne, lesdits clients S22 (900 000 raccordements).

Comme dans la note de 2018, les calculs présentent un certain nombre de lacunes. Il est notamment important de noter que tous les consommateurs ne relèvent pas des quatre types de consommateurs dans cette note, en raison d'un manque de données pertinentes à ce sujet. De plus, cette note ne prend pas en compte les réactions comportementales (souhaitées). Cette réaction comportementale peut devenir très importante, surtout si la surcharge est calculée sur la base de la diminution de la puissance de pointe pendant la pénurie.

Un changement important par rapport aux calculs de 2018 est le coût estimé. Dans cette note, la CREG calcule avec quatre estimations du coût annuel nominal total d'un CRM. Cela concerne deux estimations dans le cadre du mécanisme de limitation des coûts proposé par la CREG (11 et 107 millions d'euros par an), et deux estimations sans ce mécanisme de limitation des coûts proposées par le SPF / Elia (614 et 940 millions d'euros par an) que la ministre a présentées à la Commission européenne.

Les coûts maximums liés à l'application du mécanisme de contrôle des coûts peuvent être entièrement estimés avant la mise aux enchères, car ils résultent des simulations effectuées à l'avance. Ce n'est pas le cas si le mécanisme de limitation des coûts n'est pas appliqué. En effet, il s'agit alors d'estimations ex ante et elles peuvent finalement être inférieures voire supérieures à celles estimées ici par la CREG.

- Mécanisme de limitation des coûts : le coût du CRM ne doit pas dépasser le coût du problème d'approvisionnement (proposition CREG 2064, le prix de revient maximum est déterminé à l'avance) :

— CREG —

- **Budget A1:** le coût avec une VoLL = 2 300 €/MWh⁵ avec une EENS évitée de 3,6 GWh = **11 millions d'euros** ; ce coût correspond à la faible estimation en 2030 dans le cadre du mécanisme de réduction des coûts
- **Budget A2:** le coût avec une VoLL = 5 300 €/MWh avec une EENS évitée de 19,3 GWh = **107 millions d'euros** ; ce coût correspond à l'estimation élevée en 2025 dans le cadre du mécanisme de réduction des coûts
- Pas de mécanisme de limitation des coûts (proposition FPS/Elia, prix de revient à déterminer uniquement après enchère) :
 - **Budget B1 :** le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC : **614 millions d'euros par an**
 - **Budget B2 :** le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC et tenant compte des résultats des enchères en Pologne et en Irlande : **940 millions d'euros par an**

Les tableaux ci-dessous résument l'impact nominal d'un CRM à l'échelle du marché sur la facture d'électricité par catégorie de prélèvement, sans tenir compte de la dégressivité.

prélèvement moyen : 200 000 MWh	prix de revient TRÈS GRANDE INDUSTRIE - selon la base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
	limitation des coûts (CREG)		sans limitation de coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Composante tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	159 076	1 547 372	8 879 315	13 593 739	€/an
pointe de prélèvement (par kW)	132 287	1 286 791	7 384 015	11 304 518	€/an
pointe de prélèvement volatile (par kW)	82 907	806 460	4 627 723	7 084 787	€/an

prélèvement moyen : 25 000 MWh	prix de revient GRANDE INDUSTRIE - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
	limitation des coûts (CREG)		sans limitation de coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Composante tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	31 815	309 474	1 775 863	2 718 748	€/an
pointe de prélèvement (par kW)	30 215	293 905	1 686 520	2 581 969	€/an

⁵ Cette VoLL doit encore être déterminée. La méthodologie à cet effet est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein d'ACER. Une décision est attendue au plus tard début août 2020. La VoLL peut donc encore changer. La VoLL de 2 300 €/MWh est une estimation faible et basée sur la VoLL que le Bureau du Plan estime pour les ménages. La VoLL de 5 300 €/MWh est une estimation élevée et basée sur la VoLL que CEPA estime pour les ménages pour le compte d'ACER. ⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/E2064NL.pdf>

— CREG —

pointe de prélèvement volatile (par kW)	11 692	113 731	652 623	999 129	€/an
--	--------	---------	---------	---------	------

prélèvement moyen : 25 000 MWh	prix de revient PETITE INDUSTRIE - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
	limitation des coûts (CREG)		sans limitation de coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Composante tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	3 977	38 684	221 983	339 843	€/an
pointe de prélèvement (par kW)	3 473	33 782	193 852	296 777	€/an
pointe de prélèvement volatile (par kW)	2 210	21 498	123 365	188 864	€/an

nombre : 900 000 prélèvement moyen : 100 MWh	prix de revient PME - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
	limitation des coûts (CREG)		sans limitation de coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Composante tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	16	155	888	1 359	€/an
pointe de prélèvement (par kW)	17	165	949	1 452	€/an
pointe de prélèvement volatile (par kW)	17	164	939	1 437	€/an

nombre : 3,56 millions		prix de revient CONSOMMATION JOURNALIÈRE DES MÉNAGES - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
prélèvement moyen : 3,5 MWh		limitation des coûts (CREG)		sans limitation de coûts (SPF/Elia)		
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
	Composante tarifaire	11	107	614	940	M€/an
hors TVA	énergie (par MWh)	0,6	5	31	48	€/an
	pointe de prélèvement (par kW)	0,7	7	39	60	€/an
	pointe de prélèvement volatile (par kW)	1,0	10	57	87	€/an
	TVAC (21%)	0,7	7	38	58	€/an
	pointe de prélèvement (par kW)	0,9	8	47	73	€/an

— CREG —

	<i>pointe de prélèvement volatile (par kW)</i>	1,2	12	68	105	€/an
--	--	-----	----	----	-----	------

nombre : 900 000

prélèvement moyen : 5,2 MWh

		prix de revient CONSOMMATION NOCTURNE DES MÉNAGES - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
		limitation des coûts (CREG)		sans limitation de coûts (SPF/Elia)		
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
	Composante tarifaire	11	107	614	940	M€/an
	énergie (par MWh)	0,8	8	47	71	€/an
hors TVA	pointe de prélèvement (par kW)	0,8	7	43	66	€/an
	pointe de prélèvement volatile (par kW)	0,5	5	26	40	€/an
	énergie (par MWh)	1,0	10	56	86	€/an
TVAC (21%)	pointe de prélèvement (par kW)	0,9	9	52	80	€/an
	pointe de prélèvement volatile (par kW)	0,6	5	32	48	€/an

— CREG —

3.2 ANNEXE 2 – LE MÉCANISME DE RÉDUCTION DES COÛTS DANS LA PROPOSITION DE LA CREG

La CREG a le pouvoir de proposition sur les paramètres de détermination du volume à acheter (voir proposition 2064 de la CREG⁶). Dans cette proposition, la CREG a appliqué le principe selon lequel le coût d'achat de capacité n'excède pas le coût du problème (attendu) de sécurité d'approvisionnement.

Deux données sont nécessaires pour calculer le coût du problème de sécurité d'approvisionnement attendu :

- la quantité d'énergie devant être délestée en raison d'une pénurie de capacité, indiquée par Expected Energy Not Served (EENS exprimée en MWh/an).
- la valeur de cette énergie pour le consommateur délesté : indiquée par Value of Lost Load (VoLL exprimée en €/MWh).

La multiplication de ces deux données donne le coût total du problème attendu pour une année donnée.

L'EENS est le résultat des simulations effectuées dans le *resource adequacy assessment*.

La VoLL d'un délestage doit être estimée. Étant donné que par approximation ce sont essentiellement les clients résidentiels qui sont affectés par un délestage, la VoLL des ménages peut être utilisée comme une approximation de la VoLL d'un délestage. Dans sa proposition 2064, la CREG applique à cette fin une estimation du Bureau du Plan (2 300 €/MWh) et d'ACER (5 330 €/MWh). Pour mémoire : le prix moyen de l'électricité se situe entre 40 et 50 €/MWh.

Le gouvernement belge a également déterminé une VoLL. Il se base sur la même étude du Bureau fédéral du Plan et atteint une VoLL de 23 000 €/MWh. Cependant, le raisonnement pour cette VoLL élevée est incohérent et erroné ; ceci est expliqué en détail à l'annexe 4.

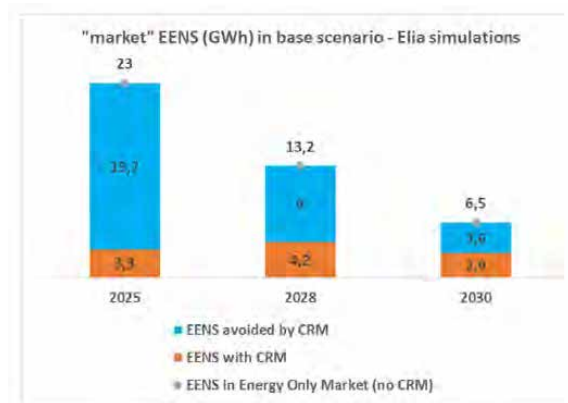
Si un CRM est introduit pour réduire l'énergie délestée attendue, quoi qu'il en soit, un délestage sera toujours attendu. L'énergie délestée attendue n'est jamais totalement évitée.

Dans son étude de juin 2019, Elia a simulé l'énergie délestée attendue. La CREG a également demandé des données sur l'énergie délestée attendue qui ne sera pas évitée par un CRM (ces données n'ont pas été publiées dans l'étude Elia). La figure ci-dessous fournit ces données pour un scénario de référence. Notez que ce sont les données basées sur l'étude d'Elia ; selon la CREG, cette étude surestime le problème de la sécurité d'approvisionnement, donc en réalité l'énergie délestée attendue sera encore plus faible. Cette figure est également présente dans la proposition 2064 de la CREG sur la détermination du volume (voir page 34).

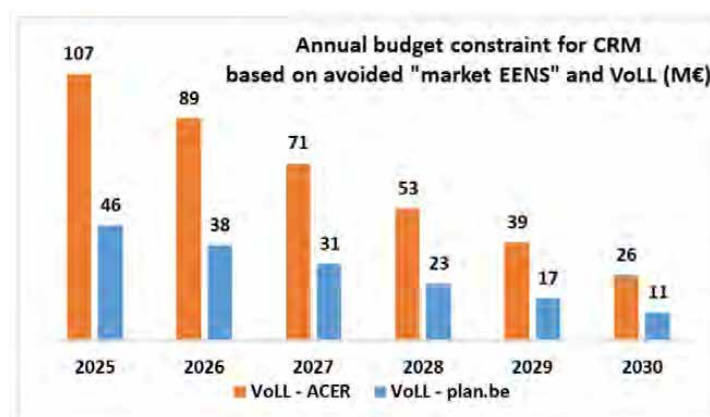
Il est frappant de constater que le problème de la sécurité de l'approvisionnement diminue considérablement. D'ici 2030, Elia prévoit que seulement 6,5 GWh seront délestés, contre 23 GWh en 2025. L'énergie délestée évitée (barres bleues) baisse de 19,7 GWh à 3,6 GWh. Notez qu'en 2030, un CRM ne pourra éviter qu'environ la moitié de l'énergie délestée.

⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/E2064NL.pdf>

— CREG —



Le CRM ne peut alors pas coûter plus cher que le coût de l'énergie délestée évitée. En 2025, ce sera 19,7 GWh multipliés par la VoLL. La figure ci-dessous montre les coûts de l'énergie délestée évitée (interpolée pour les années 2026, 2027 et 2029). Cette figure est également présente dans la proposition 2064 de la CREG sur la détermination du volume (voir page 38).



Le coût évité par l'introduction d'un CRM varie alors entre 11 et 107 millions d'euros par an.

Il est important de noter que ces contraintes budgétaires ont été calculées sur la base des simulations d'Elia. La CREG émet de nombreuses réserves sur ces simulations, telles que la non-prise en compte de toute la capacité existante, les années climatiques, l'inclusion des réserves dans le calcul, la tarification, etc. suite auxquelles l'énergie délestée sera en réalité sensiblement plus faible, ce qui obligera à estimer les coûts évités encore plus bas.



3.3 ANNEXE 3 – SCARCITY PRICING

Dans le mécanisme de prix actuel, le prix de l'électricité ne rémunère que la capacité qui produit réellement de l'électricité. Cependant, un système électrique a non seulement besoin d'une capacité qui produit de l'électricité, mais a également besoin de réserves suffisantes à tout moment pour équilibrer en permanence l'offre et la demande en temps réel, même si des fluctuations imprévues se produisent (tant en offre qu'en demande). Cette capacité de réserve est actuellement achetée et rémunérée dans une enchère distincte.

Le prix de pénurie crée un prix unique qui rémunère tant l'énergie que la capacité de production disponible, comme demandé par la Commission européenne dans son avis sur le Plan national belge de mise en œuvre (soumis dans le cadre de la notification pour l'introduction d'un CRM). Le prix de l'électricité reflétera ainsi le besoin réel en capacité (production + réserves). De plus, un système est prévu qui augmente la rémunération de la capacité en cas de pénurie de capacité, reflétant ainsi mieux la juste valeur de la capacité.

Le mécanisme de tarification des prix de pénurie vise à corriger les prix en temps réel. Tous les autres marchés sont considérés comme des marchés à terme (court et long terme), qui expriment une attente du prix qui se produira en temps réel. Le marché day-ahead et intraday peut également être considéré comme un marché forward pour le lendemain.

Dans un marché qui fonctionne bien, les acteurs du marché peuvent s'agréger et bien prévoir en moyenne ce que sera le prix de l'électricité en temps réel. C'est le cas en Belgique : le prix moyen sur le marché day-ahead est proche des prix moyens de déséquilibre (en temps réel), même si les mécanismes de prix en temps réel et sur le marché day-ahead sont fondamentalement différents. Il existe donc un arbitrage efficace entre le temps réel et le day-ahead, lequel permet de décider qu'il y a une « back propagation » ou rétroaction du prix en temps réel vers le prix en day-ahead.

Cette « back propagation » est un élément important, car de cette manière, le taux d'intérêt de pénurie dans le mécanisme de prix de pénurie sera répercuté sur le marché day-ahead. Et puisque le marché day-ahead est un marché de référence pour le marché à terme, cela se répercutera également sur les marchés à terme. De cette manière, l'impact du prix de pénurie se répercute sur l'évaluation économique de la capacité.

Le mécanisme de prix de pénurie proposé par la CREG est la Operating Reserve Demand Curve (ORDC) et est exploité aux États-Unis (Texas) et est actuellement mis en œuvre dans PJM, une organisation de transport régionale qui couvre 13 États américains. Un tel système n'a pas encore été introduit en Europe.

L'impact sur l'utilisateur est difficile à prévoir. L'Université de Louvain-La-Neuve (UCL) a réalisé diverses études pour le compte de la CREG, dont une estimation du prix de l'électricité. En cas de pénurie structurelle, l'impact peut atteindre 6 €/MWh, ce qui améliorera considérablement la rentabilité des centrales au gaz. S'il n'y a pas de pénurie, l'impact chutera à presque zéro €. Si la pénurie est attendue en 2025, comme le souligne Elia dans ses simulations, l'impact du prix de pénurie sera significatif.

L'impact sur les prix est calculé par tranche de 15 minutes et est fonction de la probabilité d'un délestage (Loss of Load Probability - LOLP) et du coût d'un tel délestage (VoLL). Cela entraînera des périodes plus fréquentes de prix plus élevés, mais dans le même temps, la CREG s'attend à ce que les prix atteignent des pointes moins marquées, en raison de l'incitation à maintenir davantage de capacité de pointe. De plus, le mécanisme de prix de pénurie a un aspect intégré de « pay for performance », ce qui constitue une différence importante par rapport à un mécanisme de capacité.

— CREG —

Le mécanisme est également neutre sur le plan technologique et la gestion de la demande peut être rémunérée en temps réel pour que la capacité soit disponible.

Dans le cadre de la réglementation européenne actuelle, il est possible de mettre en œuvre un prix de pénurie tel que proposé par la CREG dans une zone tarifaire unique, sans que cela n'ait un effet défavorable sur le couplage des marchés en day-ahead et intraday. Cela peut s'expliquer par le fait que le prix de pénurie n'a qu'un impact direct sur la tarification en temps réel (l'impact sur les marchés intraday, day-ahead et forward est indirect, notamment par arbitrage - voir ci-dessus). La tarification en temps réel est d'ores et déjà différente dans les différents pays de la CWE (Central West Europe) et au-delà, tandis que ces pays sont en couplage de marchés day-ahead. Une application nationale du prix de pénurie est également possible si la tarification en temps réel est harmonisée entre les différents pays, à la suite de l'entrée en vigueur du Règlement UE 2017/2195 établissant des lignes directrices pour l'équilibrage de l'électricité.

Sur la base des études précédentes de l'UCL, Elia calcule les prix en parallèle depuis la fin de l'année dernière, comme ce serait le cas pour le prix de pénurie. L'UCL achèvera une quatrième et dernière étude d'ici la fin de cette année. En 2021, la mise en œuvre peut alors être préparée pour introduire le nouveau mécanisme de prix le 1^{er} janvier 2022, comme demandé par la Commission européenne.

Selon une analyse juridique de la CREG, la CREG a le pouvoir de décider du mécanisme de prix de pénurie.

— CREG —

3.4 ANNEXE 4 – À PROPOS DE LA VALEUR DE L'ÉNERGIE DÉLESTÉE (VALUE OF LOST LOAD (VoLL))

Summary: a correct estimation of the VoLL would lead to a value significantly under 10.000 euro/MWh, leading to a LoLE-target that is significantly higher than 6 hours. Pro memorie, the current LoLE-target is 3 hours.

The European Commission has asked the Belgian authorities several questions regarding the notification file to implement a market-wide capacity mechanism. This question refers to article 25(3) of the Electricity Regulation, which addresses the reliability standard. The European Commission asked for an indication of the value of lost of load (VoLL), the cost of new entry (CoNE) and the expected energy not served (EENS).

Entso-E proposes to calculate the reliability standard as :

“LoLE-target = CoNE / VoLL”

This is the result of a welfare optimisation where costs and benefits are both taken into account (but, importantly, without taking the distributive effect into account of the transfer from consumers to producers).

In this respect, the estimation of the VoLL plays an important role.

In its answer, the federal administration for Energy proposes a VoLL of 23.300 €/MWh. For this VoLL, the Minister relies on a study by the Federal Planning Bureau from 2017⁷ (hereafter “the 2017 study”), which in its turn relies on a study from 2014 by the same Bureau⁸ (hereafter “the 2014 study”).

In the Monitoring Committee, the CREG expressed its concern with this VoLL estimation and could not agree with this. However, the other members of the Committee did not reacted to this opposition. Hereunder, the CREG wants to give its comments on the estimation of VoLL, on the methodology and on the assumptions that are used.

This explanation has two parts.

The first part explains why the fundamental assumptions that the Federal Planning Bureau applied in the 2017 study are not in line with the existing legislation and practices. If one would apply the existing legislation on the data in the 2014 study, it is clear that this would result in a much lower VoLL. Consequently, a lower VoLL leads to a higher LoLE-target. This would mean that the reliability standard would be relaxed, resulting in the fact that Belgium does not face an adequacy concern any more, if one would take the results from Elia’s Flexibility and Adequacy study of June 2019, also after 2025.

The second part shows that even if one would accepts the assumptions of the Federal Planning Bureau that are used to come to a VoLL of 23.300 €/MWh, this would lead to the conclusion that there is more than sufficient demand response in the EOM to assure adequacy also after 2025.

⁷ See https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf

⁸ See https://www.plan.be/uploaded/documents/201403170843050.WP_1403.pdf

— CREG —

In both approaches, there is no resource adequacy concern in Belgium, which means that introducing a market-wide CM in Belgium is not justified.

3.4.1 What is the VoLL for adequacy when applying the current legislation and practices while relying on the study of the Federal Planning Bureau?

The VoLL in the context of adequacy should reflect the likely cost of a force load disconnection. This is also supported by EntsoE in article 8.1 from their proposal for a methodology to estimate the VoLL⁹.

According to article 2.9 of Regulation 2019/943, the VoLL is the willingness to pay (WTP) to avoid a forced disconnection.

If there is a forced disconnection of consumers due to adequacy, there is the possibility to pre-notify consumers of a disconnection well in advance (up to 12 to 24 hours), lowering the cost for consumers that suffer from such a forced disconnection.

The assessment by the Federal Planning Bureau of the VoLL (2014 study) uses the WTP but does not take into account the fact consumers will be pre-notified (adequacy problems can be foreseen several hours to days before it happens). If pre-notification would be taken into account, this would lead to a lower VoLL.

According to article 11.6.b of Regulation 2017/2196 (NC Emergency & Restoration), a load disconnection plan (a system defence plan) needs to be economically efficient. In Belgium, this is already the case. The Belgian Minister of Energy approved on 19.12.2019 the system defence plan proposed by the Belgian TSO Elia according to the European NC E&R. The system defence plan includes the manual demand disconnection procedure in line with article 22 of the European NC E&R. The manual demand disconnection procedure affects only distribution grids with a connection of less than 30 kV to the transmission grids in primarily rural areas. Industrial and power plants are excluded in the manual disconnection procedure as well as the Brussels capital region, capital cities of the provinces and city centres of at least 50.000 inhabitants. Consequently, the manual disconnection procedure affects almost exclusively households.

The Federal Planning Bureau has -in its 2014 study- published the VoLL of households. This VoLL is shown in the last row of table 3 of the study (which has been copied in this document – see below), indicated with “gezinnen”. The VoLL of households is 2.300 €/MWh and is by far the lowest of all consumer types (if pre-notification would be taken into account, this would lead to an even lower VoLL).

Given that the system defence plan affects almost exclusively the consumer types with the lowest VoLL, the approved manual disconnection procedure follows the requirement of art. 11 (6) by minimising the VoLL of manual demand disconnection and excluding the consumers with the highest VoLL e.g. industrial and power plants. In this sense, the Belgian manual demand disconnection plan is developed in order to minimise the overall costs of involuntary disconnection in order to guarantee system stability as well as adequacy.

⁹ See article 8(1) “(...) The single VoLL estimate should represent the most likely cost of an adequacy outage, during which the different categories of consumers may be affected in different proportions.” https://consultations.entsoe.eu/entso-e-general/proposal-for-voll-cone-and-reliability-standard-me/supporting_documents/191205_Methodology%20for%20VoLL%20CONE%20and%20reliability%20standard_public%20consultation.pdf

— CREG —

Since it is technically not feasible to selectively disconnect consumers on distribution grids, small services (e.g. bakeries) and small enterprises in the concerned primarily rural area are also disconnected while – of course- high priority consumers like hospitals are excluded (though hospitals are not typically located in less than 30 kV rural areas). Hence, the system defence plan will also include some other consumer types. These consumer types will have a higher VoLL, increasing the average VoLL when there is an adequacy concern leading to manual disconnection.

On the one hand, including pre-notification should lower the VoLL estimated by the Federal Planning Bureau. On the other hand, not only households will be affected during an adequacy crisis, but also consumers with a higher VoLL.

To conclude, one could expect the VoLL during scarcity to lie around 2.300 €/MWh. Importantly, in this context, even if the VoLL is much higher than 2.300 €/MWh, for example 5.330 €/MWh (as in the CEPA study done for Acer – see annexe 2), with a CoNE of 50.000 – 80.000 €/MWh (the range proposed by Belgium in the answer to the EC), this leads to a LoLE-target of 10 hours or higher.

The Elia simulations lead to an average LoLE of about 10 hours in 2025, decreasing to 6 hours in 2030. If strategic reserves are taken into account, which is a mandatory step to take if one wants to implement a market-wide CM, the LoLE from the Elia simulations is lowered to 3 to 6 hours.

The conclusion is that a VoLL calculated based on the current legislation and practice (which minimizes the cost of involuntary load shedding during an adequacy crisis) and based on the data of the 2014 study from the Federal Planning Bureau, this will lead to a LoLE-target that is higher than the simulated LoLEs by Elia for the period 2020-2030, a fortiori when strategic reserves are included. Therefore, there is no justification to introduce a market-wide CM for Belgium at this moment, if one bases its LoLE on the 2014 study from the federal Planning Bureau and if one uses the CoNE range of 50.000-80.000 €/MW that the Belgian state proposes.

Tabel 3 VOLL voor een 1 uur durende panne op een typische winterdag in België

NACE	Niet-geleverde elektriciteit (GWh)	Schade (mio €)	VOLL (€/kWh)
A	0,18	2,1	11,7
BDE	0,72	2,0	2,7
C	6,52	57,8	8,9
F	0,23	2,8	12,0
GHI	1,47	6,2	4,2
J	0,09	1,6	19,3
K	0,28	5,1	17,9
LMN	0,77	17,0	22,2
OPQRS	1,41	18,1	12,8
Gezinnen	2,67	6,2	2,3
Totaal	14,35	118,9	8,3

Bron: Black-out Simulator (2014).

Source: federal Planning Bureau (2014 study)



3.4.2 What if the assumptions of the Federal Planning Bureau to come to a VoLL of 23.300 €/MWh are accepted?

We would like to highlight the importance of the assumptions (and its consequences) that are used to come to a VoLL of 23.300 €/MWh.

In the answer to question 5, reference was made to a study of the Federal Planning Bureau from 2017. In this 2017 study, the VoLL of 23.300 €/MWh is presented in one paragraph.

“The Value of Lost Load is not a static concept, it is dynamic and not straightforward to determine. Devogelaer (2014) estimated the cost of a 1h blackout for the Belgian economy during a winter working day to be 120 M€, which is equivalent to a VoLL of 8.3 €/kWh²⁶. In the calculations made by DECC, however, the ‘average’ VoLL is not taken into consideration. They chose to exclude some categories that are or should be able to participate in the reserve market through demand side response or else be able to change their electricity use in response to price signals (price-sensitive demand). Large commercial and industrial consumers are therefore not included in their reliability calculation. With this in mind, the Belgian VoLL was recalculated by excluding a number of sectors (ex. manufacturing). A weighted average VoLL at times of winter peak demand then is estimated to amount to 23.3 €/kWh.”

To obtain the VoLL in case of an adequacy concern, one should identify which consumers are likely to be disconnected during scarcity. To do this, the Federal Planning Bureau does not rely on the system defence plan, but makes the distinction between price-sensitive and price-insensitive demand and considers that price-sensitive consumers will not be disconnected during scarcity, because they will already have stopped their consumption because prices will hit the market price cap during scarcity (which should be higher than the highest VoLL). According to this definition of the Planning Bureau, only price-insensitive demand can be disconnected during scarcity.

In the 2017 study there is no precise information on what type of consumers are excluded, nor what volume this represents. The CREG asked the author of the study for more details and received a written explanation. The author of the study explained that a consumer type is considered as price-insensitive when it has a VoLL higher than 15.000 €/MWh, while all consumer types with a VoLL lower than 15.000 €/MWh are considered to be price-sensitive. No further information is given regarding this approach.

By this approach, the Federal Planning Bureau does not take into account that, according to the system defence plan, it will be mostly households, the consumer type with the *lowest* VoLL (and according to its own 2014 study, 6 times lower than the cut-off value of 15.000 €/MWh), that will be disconnected involuntarily during an adequacy crisis.

Consequently, the Federal Planning Bureau calculates the VoLL of price-insensitive demand at 23.300 €/MWh, based on the VoLL per consumer type from the 2014 study, ignoring the low VoLL of households.

Importantly, according to the Federal Planning Bureau, the total volume of price-sensitive consumers (with a VoLL lower than 15.000 €/MWh) make up 89% of total peak demand, whereas the price-insensitive consumers (with a VoLL higher than 15.000 €/MWh) make up the remaining 11%. This means that to come to a very high VoLL of 23.300 €/MWh, one needs to consider 89% of consumers to be price-sensitive in the sense that they cannot be disconnected (and hence cannot cause VoLL) because they are simply not consuming anymore during scarcity, because they already reacted on the price spikes during scarcity.

— CREG —

However, these price-sensitive consumers should then be included in the resource adequacy assessment as demand side response (DSR). This is also supported by EntsoE in article 8.2 in their proposal for a methodology to estimate the VoLL¹⁰. But having 89% of peak consumption as DSR capacity in the resource adequacy assessment implies there can be no adequacy concern whatsoever.

Also, from the decision by the EC on the UK CRM¹¹, one can read the following statement (point 254): *"(...) For the foreseeable future, it is unlikely that consumers will systematically manage their consumption in response to scarcity signals from the markets, so that the public good character of a secure electricity supply will persist."* Mutatis mutandis, one can derive from this statement that if consumers will systematically manage their consumption in response to scarcity signals from markets, as is the assumption of the Federal Planning Bureau for 89% of peak consumption, the public good character of a secure electricity supply is lost and state intervention loses its legitimacy in a liberalised market.

Conclusion: if one would accept the VoLL of 23.300 €/MWh, one should also accept the assumptions on which the calculation is based on. These assumptions lead to 89% of consumption that will react to scarcity signals implying there can be no adequacy concern whatsoever.

3.4.3 Conclusion

Applying the methodology to come up with a VoLL of 23.300 €/MWh is inconsistent with European regulation regarding the obligation to implement an economically efficient defence plan and is inconsistent with the existing and recently approved defence plan for Belgium. This economically efficient defence plan leads to a VoLL that is considerably lower than 10.000 €/MWh and could be even lower than 5.000 €/MWh leading to a LoLE-target that is higher than 10 to 16 hours, given the CoNE range of 50.000-80.000 €/MW that was proposed in the answer to the European Commission. All Elia simulations in the base case of the adequacy and flexibility study of Elia have LoLE-values at or under 10 hours, and at or under 6 hours when strategic reserves are considered.

If a VoLL of 23.300 €/MWh and its underlying assumptions are nevertheless accepted, this should clearly lead to a rejection of the need for a market-wide CM, given that this implies that 89% of consumption will react on prices and stop consuming once prices increase above 15.000 €/MWh leading to the conclusion that there will never be an adequacy concern.

¹⁰ See article 8(2) "(...) In particular, price-elastic consumers that are not considered to suffer EENS – as they are considered as DSR in the resource adequacy assessments – should be excluded from the single VoLL estimate calculation." https://consultations.entsoe.eu/entso-e-general/proposal-for-voll-cone-and-reliability-standard-me/supporting_documents/191205_Methodology%20for%20VoLL%20CONE%20and%20reliability%20standard_public%20consultation.pdf

¹¹ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/201945/278880_2105752_352_2.pdf



**3.5 ANNEXE 5 : LETTRE DE LA CREG À ELIA DU 9 AVRIL 2020 ET
RÉPONSE D'ELIA DU 11 MAI 2020**



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

ELIA TRANSMISSION BELGIUM NV
De heer C. Peeters
Chief Executive Officer
De heer P. De Leener
C.O. Customers, Market & System
Keizerslaan 20
1000 BRUSSEL

Per e-mail

Directie
Technische werking van de markten

Brussel
09.04.2019

Uw kenmerk

Ons kenmerk
2020/T058/V148-CDC04.09
ATI/BDW/WGO

Contactpersoon
Bart De Waele
+32 2 289 76 75
bdw@creg.be

Vraag betreffende opmerkingen op de adequacy assessment

Geachte heren,

Op 24 maart 2020 keurde de CREG voorstel 2064 goed over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, met toepassing van artikel 25(4) van de Verordening (EU) 2019/943.

In dit voorstel wordt er in hoofdstuk 4 ook een methodologie voorgesteld om het benodigde volume te bepalen. De CREG stelt voor om de methodologie die momenteel op Europees niveau wordt voorbereid toe te passen. In afwachting dat deze Europese methodologie goedgekeurd en gepubliceerd is, stelt de CREG een methodologie voor die gebaseerd is op deze die werd gebruikt voor de Elia studie van juni 2019 "Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030". De CREG stelt voor dat deze methodologie van de Elia-studie aangevuld wordt en rekening houdt met de opmerkingen die de CREG gemaakt heeft in haar studie n°1957¹. Voor de argumentatie voor deze aanpassingen wordt verwezen naar voornoemde CREG-studie. Tevens wordt een niet-exhaustieve lijst van de aanpassingen gegeven (zie §90 van voorstel 2064) en somt de CREG twee bijkomende aanpassingen op (zie §91 van voorstel 2064).

¹ Zie CREG-studie 1957: <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1957EN.pdf>

De CREG vraagt aan Elia om een haalbaarheidsanalyse uit te voeren van de hierboven genoemde aanpassingen die de CREG voorstelt aan haar methodologie. Meer specifiek wenst de CREG minstens van elke opgesomde maatregel in §§ 90-91 van voorstel 2064 wat de tijdshorizon is dat deze aanpassing kan geïmplementeerd worden. Indien deze implementatie langer dan één maand duurt, wenst de CREG tevens de reden te kennen waarom de aanpassing niet sneller kan gebeuren.

De CREG wenst deze haalbaarheidsanalyse te ontvangen tegen uiterlijk 9 mei 2020.

Wij wensen u goede ontvangst hiervan en tekenen inmiddels,

Hoogachtend,



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Wnd. Voorzitter van het Directiecomité

Evelyn Wyns

Van: Damilot Julien <Julien.Damilot@elia.be>
Verzonden: 11 May 2020 08:57
Aan: Post
CC: De Leener Patrick; Regulatory Affairs
Onderwerp: Ltrr à CREG_Opmerkingen adequacy assessment

Officiële briefwisseling verstuurd tijdens de periode van het coronavirus**CREG**

De heer Koen Locquet
 Waarnemend Voorzitter van het Directiecomité
De heer Andreas Tirez
 Directeur voor de technische werking van de elektriciteitsmarkt

Nijverheidsstraat, 26-38

1040 BRUSSEL

MET VERWACHTONTVANGSTBEWIJS

Brussel, 11 mei 2020

O/Ref.: 20200511/PRA/Y2.613/BDC

U/Ref.: 2020/T058/V148-CDC04.09
 ATI/BDW/WGO

Betreft : Uw vraag betreffende opmerkingen op de adequacy assessment

Geachte Voorzitter,
 Geachte Directeur,

We hebben uw brief van 9 april jl., waarin u verwijst naar uw voorstel 2064 inzake de methodologie voor de bepaling van de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, in goede orde ontvangen.

In tussentijd werden Elia en de CREG, als leden van het opvolgingscomité van de CRM, op 20 april geïnformeerd door de AD Energie van de FOD Economie (AD Energie) van hun advies en finaal voorstel voor bovenvermelde methodologie ter bepaling van het benodigde volume.

We stellen daarbij vast dat de door de CREG voorgestelde aanpak, zoals geformuleerd in het betreffende hoofdstuk 4 van voorstel 2064, niet weerhouden is door de bevoegde overheden in de finale voorgestelde methodologie. Hiervoor verwijzen we naar sectie "2.1 Hoofdstuk 4 van het eindvoorstel", op pagina's 6-9 van het publieke advies van de AD Energie^[1].

Voorts ontvingen zowel Elia als de CREG op 20 april jl. de instructie van de overheden om het noodzakelijk werk ter voorbereiding van de eerste CRM-veiling in 2021 op te starten, en dit, met respect van de secundaire wetgeving

zoals geïntroduceerd (bij de Europese Commissie). In dit geval dus het finale voorstel zoals weerhouden door de AD Energie.

Elia is dan ook ingegaan op het verzoek van de Minister en de AD Energie en heeft aldus met het opvolgingscomité de eerste besprekingen terzake gehouden. Op verzoek van de CREG werd bovendien een additioneel, bilateraal overleg georganiseerd op 4 mei jl. Deze interacties hebben geleid tot een aantal aanpassingen in de documenten voorafgaand aan de publieke consultatie over de data, scenario's en sensitiviteiten. Zoals ook besproken, werd deze publieke consultatie ondertussen gelanceerd op 5 mei jl.

De bepaling of er een nood aan (additionele) capaciteit is, wordt echter georganiseerd in een ander kader dan de bepaling van het volume voor de CRM, met name in de tweejaarlijkse studie zoals voorzien in artikel 7bis, §4bis van de elektriciteitswet. De opmerkingen van de CREG terzake zijn reeds voorwerp van overleg en discussie geweest. We verwijzen hiervoor ook naar de opmerkingen en positie van de bevoegde entiteit inzake bevoorradingszekerheid, i.e. de AD Energie en de Minister van Energie^[2].

Het lijkt dan ook aangewezen om de AD Energie en het Federaal Planbureau te betrekken bij de besprekingen inzake de nood aan capaciteit. Dit is trouwens reeds voorzien. We verwijzen hiervoor naar de communicatie per e-mail van 16 maart jl. waarin Elia de intentie heeft toegelicht om de AD Energie, het Federaal Planbureau en de CREG te betrekken bij de volgende adequacy studie, zoals voorzien in artikel 7bis, §4bis van de elektriciteitswet.

Deze interactie vindt idealiter plaats eens de Europese methodologieën goedgekeurd zijn en aldus het verdere kader definiëren voor de nationale studies. De methodologische evoluties zullen in dat kader, in samenspraak met de werkgroep, geanalyseerd worden op hun noodzakelijkheid, wenselijkheid, haalbaarheid en eventueel andere criteria om een coherente en state-of-the art studie te kunnen opleveren, conform het vigerende wettelijke en regulatoire kader.

We onderlijnen en herhalen aldus dat het steeds de intentie is van Elia om in dialoog met de CREG, de AD Energie en het Federaal Planbureau deze discussies te organiseren. We wensen hierbij geen voorafnames te doen aan eventuele evoluties en maximale coherentie te voorzien tussen de nationale en Europese studies en methodologieën.

Uiteraard staan we steeds ter beschikking voor verdere vragen of toelichting.

Met vriendelijke groeten,

Julien Damilot
Manager Public & Regulatory Affairs

Patrick De Leener
C.O. Customers, Market & System

Julien Damilot
Public & Regulatory Affairs

T +32 2 546 73 31
M +32 472 92 73 82

Elia Transmission Belgium
Boulevard de l'Empereur 20 • 1000
Bruxelles



Elia Transmission Belgium
Keizerslaan 20 • 1000 Brussel • Belgium

elia.be



This message and its attachments may contain confidential information protected by intellectual property rights or other rights & is strictly for the exclusive use of the intended recipient. It is strictly prohibited to copy, alter or disclose this message or its contents to any other person without Elia's prior consent. If you are not the intended recipient of this message, please inform the person who sent it and delete the message from your system. Elia is not liable for any direct or indirect damage arising from errors, inaccuracies or any loss in the message, from unauthorized use, disclosure, copying or alteration of it or as a result of any virus being passed on. This message does not constitute any commitment from Elia except when expressly otherwise agreed between the intended recipient and Elia.

U vindt de Nederlandse versie van deze disclaimer op onze internetsite www.elia.be
Vous pouvez découvrir la version française de ce disclaimer sur notre site internet www.elia.be

^[1] <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingzekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis>

^[2] <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingzekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis>



ANTWOORDEN CREG OP VRAGEN

CRM – Post hoorzittingen 6 mei 2020

INHOUDSOPGAVE

1	VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG – ELIA – DG ENERGIE	2
1.1	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-FRACTIE	2
1.2	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-FRACTIE	4
1.3	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB FRACTIE	8
2	VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG	9
2.1	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE N-VA-FRACTIE	9
2.2	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-FRACTIE	15
2.3	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-FRACTIE	20
2.4	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE VB-FRACTIE	20
2.5	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE CD&V-FRACTIE	22
2.6	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB FRACTIE	23
2.7	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE OPEN VLD FRACTIE	23
2.8	QUESTIONS / VRAGEN VAN DE SP.A FRACTIE	32
3	BIJLAGEN	34
3.1	BIJLAGE 1 – DE IMPACT OP DE ELEKTRICITEITSFACTUUR.	34
3.2	BIJLAGE 2 – HET MECHANISME VAN KOSTENBEPERKING IN HET CREG-VOORSTEL	38
3.3	BIJLAGE 3 – SCARCITY PRICING	40
3.4	BIJLAGE 4 – OVER DE WAARDE VAN DE AFGESCHAKELDE ENERGIE (VALUE OF LOST LOAD (VOLL))42	
3.4.1	WHAT IS THE VOLL FOR ADEQUACY WHEN APPLYING THE CURRENT LEGISLATION AND PRACTICES WHILE RELYING ON THE STUDY OF THE FEDERAL PLANNING BUREAU?	43
3.4.2	WHAT IF THE ASSUMPTIONS OF THE FEDERAL PLANNING BUREAU TO COME TO A VOLL OF 23.300 €/MWH ARE ACCEPTED?	45
3.4.3	CONCLUSION	46
3.5	BIJLAGE 5 : BRIEF VAN DE CREG AAN ELIA VAN 9 APRIL 2020 EN HET ANTWOORD VAN ELIA VAN 11 MEI 2020	47



ANTWOORDEN CREG

COMMISSION ENERGIE, ENVIRONNEMENT ET CLIMAT
 COMMISSIE VOOR ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT
 CRM – POST auditions 6 mai 2020 – Questions CREG – Elia – DG Énergie
 CRM – POST hoorzittingen 6 mei 2020 – Vragen CREG – Elia – AD Energie

1 VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG – ELIA – DG Energie

1.1 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-FRACTIE

1. De betrouwbaarheidsnorm die momenteel in België wordt toegepast (LOLe) zal wellicht wijzigen in het kader van de Europese verordening. Werden sensitiviteiten opgenomen die hierop anticiperen, dus waarbij verschillende LOLe's voorzien worden? Zo niet is het mogelijk om dit nog te doen? En wat zou daarvan mogelijke impact zijn op volumebepaling en kostprijs?

In adequacy flex studie van Elia werd hierop niet geanticipeerd, maar werd het geldende wettelijke criterium gebruikt, namelijk 3h LoLE en 20h LoLE95.

België heeft in haar antwoord aan de Europese Commissie een VoLL van 23300€/MWh voorgesteld op basis van een studie van het Federaal Planbureau van 2017. Deze hoge waarde van de VoLL is gebaseerd op de aanname dat de gezinnen, waarvan de VoLL tien maal lager wordt ingeschat (op 2300 €/MWh), zich vrijwillig zullen afschakelen bij schaarste. Indien dit in de toekomst het geval zou zijn (dankzij onder meer de uitrol van slimme meters), dan dient deze vrijwillig afschakelbare capaciteit meegenomen te worden in de toereikendheidsanalyse van Elia (op basis van de assumpties van het Federaal Planbureau zou dit dan leiden tot het feit dat er geen probleem meer kan zijn met de bevoorradingszekerheid). Gezien Elia deze capaciteit in haar simulaties niet in rekening brengt als vrijwillig afschakelbaar, moet de waarde van de VoLL rekening houden met de waarde van de verloren belasting van de gezinnen. De waarde van 23300€/MWh is bijgevolg in de huidige omstandigheden een grote overschatting. De CREG heeft ook in het opvolgingscomité duidelijk aangegeven dat ze niet akkoord is met de VoLL-waarde die aan Europa is doorgegeven.

Zie ook de conclusie van bijlage 4: een correcte schatting van de VoLL zou leiden tot een waarde die significant lager ligt dan 10.000 euro/MWh, wat leidt tot een LOLE-norm die significant hoger is dan 6 uur.

Een soepelere LOLE-betrouwbaarheidsnorm betekent een lager nodig volume en bijgevolg een verlaging van de kostprijs of zelfs geen nood aan een CRM en dus geen kostprijs.

— CREG —

2. Zou een mogelijkheid ook zijn om het verplicht niveau van leveringszekerheid te laten variëren bij verschillende consumentengroepen? Vandaag gelden de zelfde strenge criteria voor iedereen, terwijl sommige consumenten misschien bereid zijn in contracten met vraagsturing te stappen. Kan onderzocht worden wat de sociaal-economische impact zou zijn van verschillende criteria per consumentengroep, en hoe dat de bevoorradingskloof zou beïnvloeden?

Verschillende consumenten(groepen) hebben inderdaad elk een verschillende waardering voor de waarde van niet geleverde elektriciteit en hebben elk hun eigen niveau van “aanvaardbare” LoLE. Om in contracten van vraagsturing te stappen is een kwartuurmetering van het verbruik noodzakelijk. Een groot gedeelte van de afname wordt momenteel reeds op kwartierbasis gemeten. Maar om ook de residentiële verbruikers toe te laten om in contracten van vraagsturing te stappen is onder meer de installatie van digitale (“slimme”) meters vereist, die tot de bevoegdheid van de gewesten behoort.

3. Op een aantal opmerkingen van de CREG antwoordde de FOD dat deze zullen meegenomen worden bij toekomstige analyses. Maar zal dit dan nog op tijd zijn voor de veiling van T-4? Het gaat bijvoorbeeld over:

- « les directives de ENTSO-e/ACER devant être publiées courant 2020 dans le cadre du Clean Energy Package, elles seront prises en compte par le Comité de suivi de l’analyse publiée en 2021 et relative aux besoins du système électrique belge en matière d’adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans » ;
- « de AD Energie van de FOD Economie sluit zich bij de CREG aan als deze met de historische klimaatjaren meer rekening wenst te houden teneinde de potentiële effecten van de klimaatverandering op de adequacy van het Belgische elektriciteitssysteem zo goed mogelijk te weerspiegelen; dit zal gebeuren zodra de wetenschappelijke elementen beschikbaar zullen zijn ».

De CREG is er van overtuigd dat een aantal van de gevraagde aanpassingen geen onoverkomelijke werklust veroorzaken en bijgevolg zouden kunnen worden geïmplementeerd door Elia op heel korte termijn (b.v. in het kader van een bijkomende analyse of een update van de adequacy studie van juni 2019), en dus zeker vóór de veiling van T-4.

Het wettelijk kader (art.7bis van de elektriciteitswet) voorziet dat de eerstvolgende nieuwe analyse van de bevoorradingszekerheid tegen 30 juni 2021 gepubliceerd wordt. De instructie van de Minister aan de netbeheerder om de CRM-veilingen te organiseren is voorzien tegen 31 maart 2021. De Minister bijkomende analyses kan vragen aan de TNB.

De CREG meent dat een update van de studie van juni 2019 mogelijk en nuttig is.

4. Dans l'éventualité où ces informations ne seraient pas disponibles suffisamment tôt que pour être intégrées dans les enchères T-4, les enchères pourraient-elles être postposées ? Dans l'éventualité où ces enchères seraient postposées, quel sera le risque pour la sécurité d'approvisionnement ? (en LOLE et pour quelles années précisément).

Een uitstel van de CRM-veilingen is wettelijk niet voorzien, maar gezien de elektriciteitswet toch nog zal moeten worden aangepast, is het wellicht aangewezen om deze mogelijkheid te voorzien. Dit hoeft niet meteen te betekenen dat de T-4 veiling vervangen wordt door een T-3 veiling, wat voor de bouw van nieuwe grote centrales een barrière zou kunnen vormen. Een uitstel van bij voorbeeld 6 maanden

— CREG —

laat toe om, indien het bevoorradingszekerheidsprobleem bevestigd wordt, toch nog tijdig nieuwe centrales te bouwen.

Omwille van de rechtszekerheid is het aangewezen om het wettelijk kader hiervoor aan te passen.

5. Op welke manier kan ervoor gezorgd worden dat er voldoende prikkels blijven voor energie-efficiëntie, vraagsturing en flexibilisering van het energiesysteem, aangezien dit essentieel is om te evolueren naar een klimaatneutraal energiesysteem.

De invoering van een CRM, waarbij aan bepaalde capaciteiten langetermijncontracten worden toegekend, brengt het risico mee van periodes met overcapaciteit, en bijgevolg een verminderde frequentie van het optreden van piekprijzen op de markt bij schaarste. Deze piekprijzen vormen een belangrijke prikkel (samen met onder meer sensibilisering) om vraagsturing en energie-efficiëntie aan te moedigen, waardoor de invoering van een CRM niet enkel marktverstrend werkt, maar eveneens zal leiden tot een vermindering van de prikkels voor energie-efficiëntie, vraagsturing en flexibilisering van het energiesysteem.

1.2 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-FRACTIE

6. Quelles sont les dégressivités mises en place pour la surcharge off-shore; le mécanisme est-il bien compatible avec les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aide d'Etat ?

De degressiviteit is een mechanisme dat eindafnemers begunstigt die een bepaalde hoeveelheid elektriciteit van het net afnemen. Met dit mechanisme worden verminderingen van fiscale lasten (voor de federale bijdrage) of tarieftoeslagen (voor de offshoretoeslag) toegekend die afnemers moeten betalen in verhouding tot de elektriciteit die ze van het net voor eigen gebruik afnemen; de staatsbegroting financiert de verminderingen die worden toegekend aan de ondernemingen die van de degressiviteit genieten. De wetgever heeft zowel voor de offshoretoeslag als voor de federale bijdrage elektriciteit verschillende afnameschijven vastgelegd waarvoor progressieve verminderingen worden toegekend evenals een plafond op 250.000 EUR/jaar: een jaarlijks maximaal bedrag voor de verschuldigde toeslag of bijdrage per verbruikslocatie.

MWh Min.	MWh Max.	Discount
0	20	0%
20	50	-15%
50	1.000	-20%
1.000	25.000	-25%
25.000	n.a.	-45%

Deel 3.7.2 van de richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 van de Europese Commissie (hierna: "EEAG") bevat een aantal regels die moeten nageleefd worden bij staatssteun in de vorm van kortingen op de financiële steun voor elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. In wezen kunnen dergelijke verminderingen alleen worden toegekend aan elektro-intensieve ondernemingen - de richtsnoeren bevatten immers ook criteria om de elektriciteitsintensiteit van ondernemingen te bepalen - en zelfs wanneer zeer grote verminderingen worden toegekend, kan er in geen geval een systeem van bijdrageplafonds worden ingevoerd.

— CREG —

In juli 2016 heeft de Belgische staat het degressiviteitsmechanisme voor de offshore toeslag aan de Europese Commissie geprenotificeerd. Het informele onderzoek door de Europese Commissie is nog steeds aan de gang; uit brieven die de Belgische staat in 2018 heeft ontvangen, blijkt echter dat het plafond van 250.000 EUR/jaar, op basis van de EEAG, waarschijnlijk niet door de Europese Commissie zal worden goedgekeurd. Uit contacten tussen de FOD Economie, de CREG en de Europese Commissie van maart 2020 blijkt zelfs dat de Europese Commissie verwacht dat de Belgische staat dit plafond van 250.000 EUR/jaar op korte termijn op eigen initiatief zal opheffen. Het standpunt van de Europese Commissie over de verschillende afnameschijven en de daarmee samenhangende geleidelijke verminderingen is echter nog steeds onduidelijk.

Het belangrijkste voordeel van het huidige degressiviteitsmechanisme is het gemak waarmee het kan worden toegepast: de verminderingen van de fiscale lasten kunnen door iedereen worden berekend op basis van de gegevens van de heffing. Het belangrijkste nadeel van dit mechanisme is dat het geen doeltreffend antwoord biedt op het concurrentieprobleem waarmee een deel van de Belgische industrie momenteel te kampen heeft, namelijk de meest elektro-intensieve industriële afnemers. Zoals verder wordt geïllustreerd door de studie die in opdracht van de vier regulatoren door PwC werd uitgevoerd en die midden mei 2020 werd gepubliceerd, zijn de verminderingen die deze elektro-intensieve afnemers in België op basis van het degressiviteitsmechanisme hebben verkregen, lager dan die waarvan hun concurrenten in de buurlanden genieten. Anderzijds krijgen de minst elektro-intensieve afnemers in België hetzelfde niveau van ondersteuning als sterk elektro-intensieve afnemers terwijl hun concurrenten in de buurlanden weinig of geen ondersteuning krijgen.

Er dient nog te worden vermeld dat de CREG, naar aanleiding van een verzoek dat de minister van Energie eind 2017 had geformuleerd, reeds een voorstel tot hervorming van het degressiviteitsmechanisme voor de federale bijdrage en de offshore toeslag heeft geformuleerd (studie 1704, beschikbaar op de website van de CREG). Dit voorstel, dat is gebaseerd op de EEAG en het in Duitsland toegepaste mechanisme voor de vermindering van de lasten heeft tot doel het systeem van de vermindering op basis van de heffing te vervangen door het criterium van de elektro-intensiteit uit de EEAG.

7. Si un mécanisme de dégressivité est mis en place, l'Etat belge doit aussi le notifier à la Commission européenne. Avez-vous une idée des délais? Ceci ne va-t-il pas impacter le calendrier de mise en place du CRM?

Aangezien de degressiviteit bestaat uit een voordeel (lastenvermindering) dat door de staat aan bepaalde ondernemingen wordt toegekend, is ze staatssteun in de zin van artikel 107 van het verdrag betreffende de werking van de Europese Unie (VWEU) indien ze rechtstreeks of onrechtstreeks met staatsmiddelen wordt gefinancierd. Zo wordt bijvoorbeeld de degressiviteit die op de offshore toeslag wordt toegepast door de staatsbegroting gefinancierd en is ze dus staatssteun. Als een CRM met staatsmiddelen wordt gefinancierd, worden volgens de Europese Commissie noodzakelijkerwijs staatsmiddelen gemobiliseerd door een mechanisme voor de vermindering van de lasten die dit met zich meebrengt.

Overeenkomstig artikel 108 VWEU moet alle staatssteun door de Europese Commissie worden goedgekeurd voordat deze kan worden toegepast. Elk project van staatssteun moet daarom door de lidstaat worden genotificeerd; staatssteun die zonder voorafgaande goedkeuring van de Europese Commissie wordt toegekend, is onwettig.

— CREG —

Voordat er een degressiviteitsmechanisme voor de financiering van het CRM wordt ingevoerd, moet het worden genotificeerd aan en worden goedgekeurd door de Europese Commissie. De tijd die nodig is om het dossier te behandelen hangt af van de procedure die door de Europese Commissie wordt gevolgd en varieert van 2 tot 18 maanden (vanaf het moment dat het dossier volledig is verklaard), afhankelijk van het feit of de commissie al dan niet beslist een formele onderzoeksprocedure met betrekking tot het voorgestelde mechanisme te lanceren.

Strikt genomen lijkt het niet nodig dat de beslissing van de Europese Commissie over het eventuele degressiviteitsmechanisme vóór de eerste veiling wordt genomen (in tegenstelling tot de beslissing over het CRM zelf). Deze beslissing zal moeten worden genomen vóór de invoering van het degressiviteitsmechanisme. Indien het de bedoeling is dat dit degressiviteitsmechanisme van toepassing is vanaf het begin van de toepassing van het mechanisme voor de financiering van het CRM dient rekening gehouden te worden met artikel 7^{quaterdecies} van de elektriciteitswet dat het volgende bepaalt: "De eerste toepassing van de financieringswijze [van het CRM] vindt ten vroegste drie jaar voor de eerste periode van capaciteitslevering plaats". Indien de financiering gebeurt via een ODV, met tarieven die per kalenderjaar worden goedgekeurd, zou de beslissing van de Europese Commissie over het mechanisme moeten worden goedgekeurd voordat de CREG het gewijzigde tariefvoorstel dat op 1 januari 2022 in werking treedt, goedkeurt. Het CRM zal zonder degressiviteitsmechanisme moeten worden gefinancierd zolang de commissie geen beslissing heeft genomen om dit mechanisme goed te keuren.

De CREG is echter van mening dat het moeilijk is om de beslissing over een eventueel degressiviteitsmechanisme uit te stellen tot een latere datum en dat deze beslissing best genomen wordt op hetzelfde moment als de beslissing over het financieringsmechanisme zelf en, in het bijzonder, de manier waarop het zal worden doorgerekend.

8. Une partie du coût du CRM ne pourrait-elle pas être prise par le budget de l'Etat/via éventuellement une nouvelle contribution?

Het zou kunnen lijken alsof het weinig belang heeft op welke manier staatssteun, zoals het CRM, wordt gefinancierd en dat het aan de staat is om te beslissen of hetzij er rechtstreeks overheidsmiddelen (overheidsbegroting of specifiek begrotingsfonds) zullen worden gemobiliseerd, hetzij het openbare karakter van de steun op indirecte wijze tussenkomt – bij voorbeeld indien de financiering gebeurt via bijvoorbeeld een in de factuur doorgerekende tarieftoeslag van de transmissienetbeheerder.

Er moet echter rekening worden gehouden met het arrest *Tempus Ltd* van het gerecht van de Europese Unie van 15 november 2018. In dit arrest onderzoekt het gerecht in het bijzonder de methode van kostendekking van het door Groot-Brittannië gekozen capaciteitsmechanisme. Volgens het gerecht heeft de gekozen kostendekkingsmethode gevolgen voor het capaciteitsvolume dat via de capaciteitsmarkt moet worden verworven en dus voor de kost van het mechanisme dat, om als evenredig te worden beschouwd, beperkt moet worden tot het minimum dat nodig is om het gestelde doel te bereiken. De methode voor de dekking van de kosten van het CRM moet daarom stimulansen bevatten voor marktdeelnemers om te streven naar zo laag mogelijke kosten.

Onder deze omstandigheden kan men zich moeilijk voorstellen dat de kosten van het CRM volledig door de staatsbegroting kunnen gedragen worden aangezien het doorrekeningsmechanisme dan geen stimulator zou bevatten om de kosten van het mechanisme te verminderen.

— CREG —

Anderzijds is het denkbaar dat een deel van de kosten van het CRM ten laste van de staatsbegroting komt. Zo zou bijvoorbeeld op de staatsbegroting een beroep kunnen worden gedaan om de degressiviteit te financieren (als men beslist zo'n degressiviteit toe te passen), zoals het geval is voor de degressiviteit op de offshoretoeslag en de federale bijdrage.

9. Quel serait l'impact pour la facture des ménages si l'option de l'obligation de service public via Elia était retenue comme source de financement du CRM ?

De transportcomponent van de factuur van de gezinnen zou een tarief voor de openbardienstverplichting bevatten voor de financiering van het CRM, op dezelfde manier waarop er momenteel een ODV-tarief wordt toegepast voor de financiering van de strategische reserve.

De impact op de factuur van de gezinnen hangt af van:

- de keuze van een afwenteling op basis van het verbruik (per MWh) of op basis van de aanwezigheid tijdens verbruikspieken (per MW);
- het al dan niet toepassen van een degressiviteitsmechanisme.
- Het zal ook afhangen van de ene DNB tot de andere naargelang de wijze van afwenteling van het transporttarief.

De impact hangt dus niet af of dit via de TSO wordt gefactureerd of via de leveranciers.

Het voordeel om te werken via de leveranciers is de extra prikkel die aan de leveranciers gegeven wordt om op momenten van schaarste extra capaciteit (DR, lokale productie of opslag) te ontwikkelen in hun klantenportefeuille. Op die manier wordt niet enkel de kost van de consument verminderd, maar ook de kosten van het hele systeem. Dit effect is er vooral indien de kostprijs per MW wordt aangerekend (optie 2 en 3) en nagenoeg niet bij kosten per MWh (optie 1).

Een nadeel om via de leveranciers te werken is het ontbreken van een controle van de CREG, die bestaat indien we via Elia te werken, op de verdeling van de kosten tussen de verschillende categorieën klanten. Het risico bestaat dus dat een bepaalde categorie (zwakkere) klanten grotendeels de kosten zullen

Voor een inschatting van de impact op de elektriciteitsfactuur, zie bijlage 1 aub.

10. S'agit-il en l'occurrence d'une obligation de service public avec ou sans dégressivité pour les grandes entreprises ?

Momenteel is er nog geen beslissing genomen over het degressiviteitsmechanisme en wordt het dus ook nog niet uitgewerkt. Als beslist wordt om het degressiviteitsmechanisme van de offshore-toeslag te dupliceren, zou de degressiviteit worden toegepast op basis van de elektriciteitsafname en niet op basis van de omvang van de onderneming: hoe hoger de afname, hoe groter de vermindering.

Zoals vermeld in het antwoord op vraag nr. 6, lijkt het degressiviteitsmechanisme dat wordt toegepast op de offshore-toeslag niet conform de Europese regelgeving op het vlak van de staatssteun (met name de EEAG), minstens omdat het een jaarlijks maximumbedrag voor de toeslag bevat.

We moeten er trouwens op wijzen dat de EEAG een verminderingsmechanisme toestaan voor de bijdragen die worden betaald door elektro-intensieve ondernemingen, dat dient om de steun voor de

— CREG —

hernieuwbare energie te financieren. De criteria die zijn vermeld in de EEAG, zijn niet noodzakelijk van toepassing op de vermindering van de lasten in verband met andere mechanismen, zoals bijvoorbeeld de vergoedingsmechanismen voor de capaciteit. Zo heeft de Poolse staat een mechanisme voor de vermindering van de door de elektro-intensieve ondernemingen betaalde lasten in het kader van het capaciteitsmechanisme aangemeld bij de Europese Commissie; in dit verminderingsmechanisme worden de criteria van de EEAG toegepast. Uit recent gepubliceerde documenten blijkt echter dat de Commissie twijfels heeft omtrent de geldigheid van dit systeem, omdat het systeem in strijd lijkt met het doel dat wordt nagestreefd door het capaciteitsmechanisme zelf, met name de bevoorradingszekerheid. Meer in het bijzonder merkt de Commissie op dat een van de fundamentele aspecten van de Poolse capaciteitsmarkt bestaat uit de wil om een zo groot mogelijk verschil tot stand te brengen tussen de marktprijs tijdens de piekperiodes (vermeerderd met de CRM-toeslag) en de marktprijs buiten de piekperiodes; maar volgens de Commissie zal de toepassing van de vermindering voor elektro-intensieve ondernemingen ertoe leiden dat dit verschil kleiner wordt. Dit lijkt dus in te gaan tegen het vastgestelde doel van het CRM. Volgens de Europese Commissie zou de toepassing van de vermindering de betrokken ondernemingen ook ontraden om deel te nemen aan het mechanisme via het vraagzijdebeheer. Op basis van die twijfels heeft de Commissie een formele onderzoeksprocedure inzake het beoogde verminderingsmechanisme opgestart; voor zover wij weten heeft ze hierover nog geen eindbeslissing genomen.

1.3 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB FRACTIE

11. Combien de temps prendrait une étude complémentaire sur les besoins d’approvisionnements en électricité en Belgique à l’horizon 2025 suite à la sortie programmée du nucléaire ? Cette étude complémentaire tiendrait compte de toutes les remarques formulées par la CREG dans l’étude F1957. Même question mais en ne tenant pas compte de toutes les hypothèses formulées dans le papier F1957 mais en tenant uniquement compte du réchauffement climatique donc en réduisant le nombre d’hivers à 20 au lieu de 40 dans les calculs ?

De CREG meent dat een aantal van de gevraagde aanpassingen geen onoverkomelijke werklust veroorzaken en bijgevolg zouden kunnen worden door geïmplementeerd door Elia op heel korte termijn (b.v. in het kader van een bijkomende analyse of een update van de adequacy studie van juni 2019), en dus zeker vóór de veiling van T-4. De aanpassingen betreffen onder meer :

- het rekening houden met de effecten van de klimaatverandering door relevante klimaatjaren te gebruiken;
- het rekening houden met de strategische reserve bij de bepaling van het residueel toereikendheidsprobleem;
- het rekening houden met de gemiddelde inkomsten bij de economische leefbaarheidstest in plaats van met de mediaan van de inkomsten.

De CREG verwijst naar haar brief aan Elia van 9 april 2020 (in bijlage 5).

— CREG —

2 VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG

2.1 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE N-VA-FRACTIE

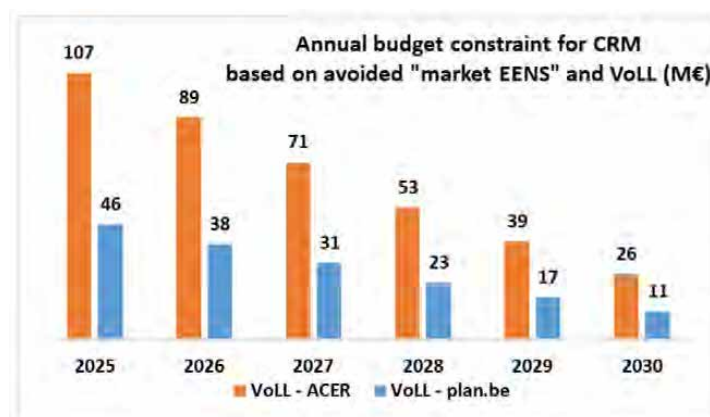
12. berekening kosten van het CRM-systeem volgens de huidig gekende KB's en ontwerpKB's benodigde volumes volgens CREG en waarmee wordt gerekend mogelijke amendementen op KB methodologie die mogelijk zijn volgens CREG met vermelding van schatting op de kostprijs van het systeem (in euro) en effect op bevoorradingszekerheid (effect op LoLE?)

Indien het mechanisme van kostenbeperking van de CREG niet gevolgd wordt, verwijst de CREG naar de kostenschatting die PWC heeft uitgevoerd. PWC ging uit van een kost van 19.600 euro/MW/jaar voor bestaande capaciteit en 83.000 euro/MW/jaar voor nieuwe capaciteit, in een pay-as-cleared scenario. Deze kostenschatting gaat over een geactualiseerde kost, met een actualisatievoet van 8,5%.

De CREG heeft in januari-maart 2019 de nominale kost berekend op basis van de cijfers van PWC. Het is de nominale kost die uiteindelijk op de elektriciteitsfactuur of in de begroting zal belanden. De nominale kost resulteert in een totale gemiddelde jaarlijkse kost van 614 miljoen euro. Gezien de toen gekende resultaten van de veilingen in Ierland en Polen, die resulteerden in een prijs tussen 40.000 en 50.000 euro/MW/jaar heeft de CREG deze prijzen ook gehanteerd om te komen tot een maximale inschatting van de totale kost, wat neerkomt op 940 miljoen euro, vandaar het kosteninterval van 614 tot 940 miljoen euro.

Dit zijn inschatting die uitgevoerd worden van een eerste capaciteitsveiling die nog moet plaatsvinden. Het uiteindelijke resultaat kan lager of hoger liggen dan dit kosteninterval.

Indien het mechanisme van kostenbeperking van de CREG wel gevolgd wordt, dan mag het CRM niet meer kosten dan de kost van de *vermeden* afgeschakelde energie. In 2025 is dat 19,7 GWh vermenigvuldigd met de VoLL. De onderstaande figuur geeft de kosten van de vermeden afgeschakelde energie (voor de jaren 2026, 2027 en 2029 wordt er geïnterpoleerd). Deze figuur is ook opgenomen in het CREG-voorstel 2064 over de volumebepaling (zie pagina 38).



De vermeden kost door het invoeren van een CRM varieert dan tussen 11 en 107 miljoen euro per jaar.

— CREG —

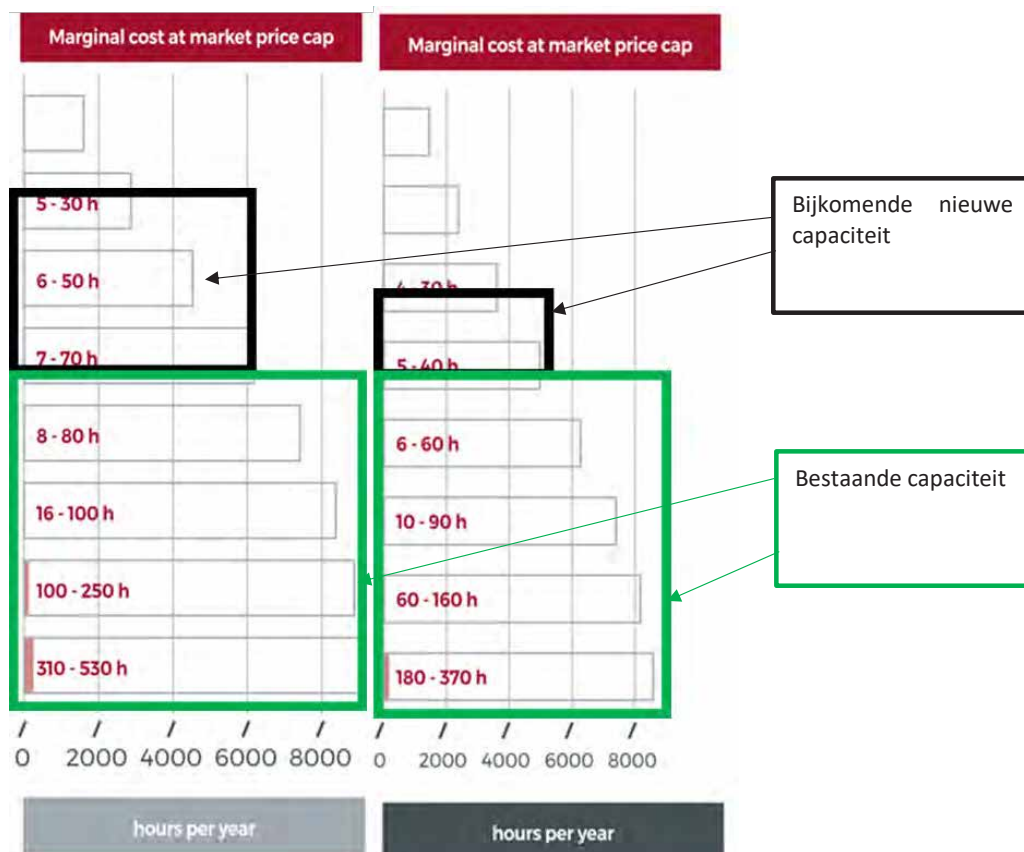
Het is belangrijk op te merken dat deze budgetbeperkingen berekend zijn op basis van de Elia-simulaties. De CREG heeft heel wat bedenkingen wat betreft deze simulaties, zoals het niet in rekening brengen van alle bestaande capaciteit, de klimaatjaren, het meerekenen van reserves, de prijsvorming,... waardoor de afgeschakelde energie in realiteit gevoelig lager zal zijn en waardoor de vermeden kost nog lager ingeschat moet worden.

13. De hoeveelheid T-4 en T-1 die nodig is volgens CREG en datgene wat het huidige voorstel oplevert volgens CREG. Hoe wordt 200u-limiet vertaald in beide voorstellen? Kan CREG een overzicht geven per blok van 500-1000 MW hoeveel uren deze nodig zijn?

De Elektriciteitswet stelt dat een T-4 veiling georganiseerd wordt. Ondanks deze verplichting moet men zich echter bewust zijn dat de T-4 veiling vooral zinvol is indien de benodigde capaciteit enkel kan ingevuld worden met eenheden die een bouwtijd hebben van 1 tot 4 jaar. Dit is afhankelijk van de verdeling van het volume dat in T-4 en in T-1 aangekocht wordt en van de grootte van het probleem. De Elektriciteitswet schrijft voor dat er een minimaal volume voor de T-1 veiling gereserveerd wordt. Dat volume is minstens gelijk aan de capaciteit die gemiddeld minder dan 200 draaiuren heeft per jaar teneinde de totale piekcapaciteit af te dekken. De CREG vertaalt dit principe als volgt: voor elke blok van 100 MW wordt het gemiddeld aantal uren berekend dat nodig is om de betrouwbaarheidsnorm te behalen. Dit aantal uren moet berekend worden als het aantal uren dat capaciteit met een marginale kost gelijk aan prijsplafond in de elektriciteitsmarkt nodig is om het GAP volume te vullen. Het GAP volume wordt in de Elia-studie gedefinieerd als het nodig resterende volume, nadat rekening gehouden is met wind en zon, WKK en biomassa, vraagbeheer en opslag en import. De bestaande gasgestookte capaciteit wordt dus niet meegerekend.

Elia heeft hiervan het resultaat voor 2025 en 2028 in haar studie gepubliceerd. Ze worden hieronder hernomen. Op basis van de simulatieresultaten van Elia zal er voor de T-1 veiling voor levering in 2025-2026 minstens 6 GW moeten gereserveerd worden. Elia refereert in randnummer 47 van haar reactie op de openbare raadpleging van de CREG over haar ontwerpvoorstel (E)2064, naar een volume van 2,7 GW die voor de T-1 veiling moet gereserveerd worden.

— CREG —



Om te weten hoeveel er uiteindelijk in T-4 moet geveild worden, is het nodig de totale te veilen capaciteit te kennen. Er is momenteel echter geen inschatting van de benodigde capaciteit gepubliceerd door Elia. In haar studie over de kosten en baten van maart 2018 hanteert PWC een capaciteit van 13.600 MW, maar dit is eigenlijk de verwachte piekconsumptie.

De verwachte piekconsumptie is echter een onderschatting van de werkelijke nood aan capaciteit. Bovenop de piekcapaciteit, vereist Elia immers dat er ook nog reservecapaciteit meegerekend wordt die niet kan gebruikt worden in de simulaties voor de bevoorradingszekerheid. Deze reservecapaciteit wordt op minstens 1.000 MW geschat (de CREG is van mening dat een groot deel van deze capaciteit wel mag meegerekend worden).

Bovendien is de beschikbare capaciteit niet 100% beschikbaar. De netto-capaciteit is dus lager dan de nominale capaciteit. Dat hoeft geen probleem te geven voor de kosteninschatting, omdat enkel de netto-capaciteit een vergoeding ontvangt. Toch is er wel degelijk een belangrijke impact op de benodigde netto-capaciteit, omdat de ongeplande onbeschikbaarheden kunnen samenvallen, wat mogelijk resulteert in een probleem van bevoorradingszekerheid, waardoor extra capaciteit nodig is. Het effect op de bevoorradingszekerheid van dergelijke samenvallende onbeschikbaarheden wordt gesimuleerd in de adequacy studies. Zoals gesteld, kunnen de balancing reserves hier niet voor gebruikt worden volgens Elia.

— CREG —

Wat de precieze impact is van samenvallende pannes van capaciteit op de totale bijkomende nood aan nieuwe capaciteit is niet gekend, behalve bij Elia. De CREG is van mening dat hier te weinig transparantie gegeven wordt in de Elia studie over de bevoorradingszekerheid.

Anderzijds is het mogelijk dat er capaciteit niet kan deelnemen aan de capaciteitsveiling, gezien het niet toegelaten wordt. Een inschatting van deze volumes is nog niet uitgevoerd.

De CREG beveelt dan ook aan om aan Elia een inschatting te vragen van de benodigde bruto en nettocapaciteit, en van de capaciteit die niet kan meedingen in de veiling.

Ten slotte wil de CREG benadrukken dat er heel wat capaciteit een bouwtijd heeft van 1 jaar of korter. Het gaat om vraagbeheer, batterijen, gasmotoren, kleine WKK, noodstroom,.... Zo bijvoorbeeld heeft het capaciteitsmechanisme in het Verenigd Koninkrijk geen enkele STEG opgeleverd, maar werd de nieuwe capaciteit voor een groot deel ingevuld door relatief goedkope, flexibele en snel te bouwen 'reciprocating engines' of een type van gasmotoren. Deze kunnen in containers opgeleverd en kunnen snel en relatief makkelijk geïnstalleerd worden. De eenheden zijn ook modulair uitbreidbaar. Ze zijn ook mobiel, waardoor ze elders kunnen ingezet worden als ze niet geselecteerd worden in een capaciteitsveiling, waardoor de nood aan een langetermijncontract vermindert.

14. - Is verlengen van strategische reserve zinvol ook al er toch een CRM wordt gebruikt vanaf 2025?

Het gelijktijdig bestaan van een combinatie van twee capaciteitsvergoedingsmechanismes is niet wenselijk en zou ook niet door de Europese Commissie aanvaard worden. Gezien het voorziene CRM pas vanaf 1 november 2025 capaciteitsvergoedingen toekent, is een verlenging van het mechanisme van strategische reserve een goedkope optie die mogelijks nuttig kan blijken. Een voordeel van de strategische reserve zijn de jaarlijkse contracten, waardoor indien er geen nood vastgesteld wordt, er ook geen strategische reserve gecontracteerd wordt, en de kosten van het mechanisme verwaarloosbaar zijn. Indien er wel een mogelijk bevoorradingszekerheidsprobleem wordt vastgesteld, dan wordt enkel de nood aan strategische reserve gecontracteerd waarbij bovendien nog een controle van de redelijkheid van de offertes wordt uitgevoerd door de CREG. De kosten van een strategische reserve worden aldus zowel in hoogte als in de tijd beperkt. De CREG meent dat het openhouden van de optie van een strategische reserve als een "no regret" maatregel aanzien kan worden. En maintenant ce dispositif en place, l'état belge disposerait d'un outil lui permettant de s'assurer que des capacités existantes qui quitteraient le marché pour des raisons économiques resteraient à la disposition du système électrique.

Bij een verlenging van het mechanisme van strategische reserve dient dit mechanisme opnieuw ter goedkeuring voorgelegd worden bij de Europese Commissie.

15. - wordt volgens CREG een noodzaak van SR gedetecteerd tussen 2022 en 2025 en hoe groot zou die dan mogelijk zijn (grootte-orde)?

De bepaling van de nood aan bijkomende capaciteit dient door Elia bepaald te worden. Indien er een noodzaak zou bestaan aan bijkomende capaciteit voor de periode 2022-2025, dan meent de CREG dat een strategische reserve de enige rechtszekere oplossing is.

Gezien de strategische reserve op jaarbasis gecontracteerd wordt, dient een volumeberekening jaarlijks te gebeuren. De huidige Covid19 crisis heeft mogelijks een structurele dalende impact op het elektriciteitsverbruik en dient in rekening te worden gebracht bij toekomstige volumeberekeningen. Het voordeel van de jaarlijkse volumeberekeningen bij de strategische reserve is dat de onzekerheden

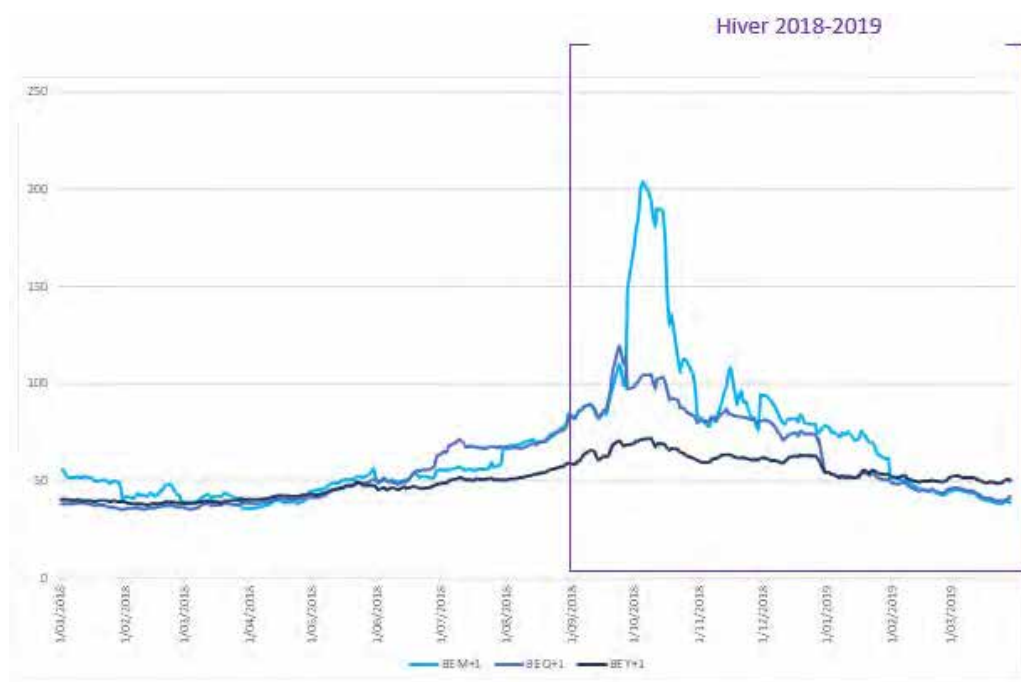
— CREG —

betreffende de diverse parameters veel kleiner is dan bij een analyse op lange termijn (zoals de adequacy en Flexibiliteitsstudie van Elia). Desalniettemin, moet toch worden vastgesteld dat de gecontracteerde strategische reserve in de voorbije jaren (2014 tot 2019), geen enkele keer is moeten geactiveerd worden. Dit wijst enerzijds op de vrij conservatieve benadering bij de simulatie en anderzijds op het vaak onderschatte reactievermogen van de markt in geval van een vrees voor schaarste op de elektriciteitsmarkt.

Ter illustratie wenst de CREG hierna de marktreactie tijdens de winter 2018-2019 in herinnering te brengen.

Wat de winter 2018-2019 betreft, heeft Elia, als gevolg van de stillegging van meerdere nucleaire eenheden, een LOLE van bijna 500 uur en een gap van 1600-1700 MW aan capaciteit gesimuleerd.

Daarom verwachtte de markt tegen eind september duidelijk een adequacy-crisis: de month-ahead baseloadprijs voor november 2018 overschreed 200 EUR/MWh (!). Ook andere forward prijzen stegen sterk. Er was dus een duidelijke reactie van de markt op de adequacy-risico's.



De prijzen op de forward markt piekten erg snel en tot ongekennde hoogtes, en waren voor alle marktpelers een teken van schaarste. De marktpelers reageerden op deze prijsprikkels door meer dan 1.000 MW extra capaciteit toe te voegen in 1-3 maanden tijd:

- Oude capaciteit die weer online werd geplaatst: 280 MW (2 gascentrales, 2 gasturbines, 1 WKK en 1 CCGT)
- Gehuurd noodgenerator: 200 MW
- Demand respons: 500 MW (300 MW impliciet (niet aangeboden op day-ahead) 200 MW expliciet): alle industriële afnemers

— CREG —

- Trage reserves (doorgaans voormalige strategische vraagreserves): 200 MW (niet gecontroleerd door de CREG)

Bijgevolg kenden de forward prijzen een sterke daling.

Ex post werd duidelijk dat het geen probleem inzake adequacy was. De maximale uurprijs op de day-ahead markt was € 499/MWh, een flink stuk onder de market price cap. In een studie van de CREG werd aangetoond dat er tijdens de winter steeds een marge van minstens 3.700 MW was.

Het is zinvol om eraan te herinneren dat de adequacy in België vooral berust op de BRP's die hun portefeuilles in evenwicht moeten houden. Er moet rekening worden gehouden met de verantwoordelijkheid van elke speler alvorens een mutualisering van de kosten van het in gebreke blijven van een marktspeler te overwegen.

16. - Gelet op de huidige energiekosten op vlak van stroom, zijn er daarbij verbruikscategorieën waarvoor een degressiviteit van de doorrekening op basis van vergelijking met de buurlanden, verantwoord is?

Naar aanleiding van een verzoek van eind 2017 van de minister bevoegd voor Energie en in de vorm van studie nr. 1704 van 18 januari 2018, die vrij beschikbaar is op haar website, heeft de CREG reeds een voorstel geformuleerd voor de hervorming van het degressiviteitsmechanisme van de federale bijdrage en de offshore-toeslag. Het voorstel tot hervorming van het degressiviteitsmechanisme van de CREG, die zich in dit verband sterk liet inspireren door de bovengenoemde EEAG-richtlijnen van de Europese Commissie, is bedoeld om het huidige degressiviteitsmechanisme, dat de grootste afnemers van elektriciteit ondersteunt, te vervangen door een mechanisme dat de als 'elektro-intensieve' geïdentificeerde afnemers zal ondersteunen.

17. - Is de CREG van mening dat de consultatie voor het KB methodologie een aanvaardbare tijdsduur had, gelet op het feit dat het KB zelf voor de raadplegingen ifv vb. artikel 6 minimaal 1 maand dienen te bedragen?

De openbare raadpleging door de FOD Economie over het voorstel van koninklijk besluit (ongeveer 35 pagina's zonder de begeleidende nota) startte op maandagavond 23 maart eindigde op vrijdagavond 27 maart 2020. De tekst werd niet eerder aan de marktpartijen uiteengezet of gepresenteerd. De totale raadplegingsduur bedroeg dus 4 volle werkdagen dagen in het begin van de COVID19-crisis.

De methodologie van de CREG werd gepresenteerd aan de Taskforce CRM, waarna deze onder de vorm van een ontwerpnota (nota (Z)2024 van 60 pagina's die de principes en methode toelichten) ter raadpleging werd voorgelegd tussen 22 november 2019 en 6 december 2019. Deze raadplegingsduur van 2 weken was naar CREG normen uitzonderlijk kort, maar noodzakelijk met het oog op het overmaken van een eindnota over de bepaling van de parameters aan de Minister tegen eind 2019. Bij de omvorming van deze nota naar een formeel voorstel (voorstel 2064) heeft de CREG, een uiterst korte consultatie van 7 dagen georganiseerd over hoofdstukken 4 en 5 van het ontwerpvoorstel, die minder dan 5 pagina's omvatten. De CREG heeft tot deze uiterst korte consultatie beslist om tegemoet te komen aan de dringendheid waarmee de Minister bevoegd voor Energie een formeel voorstel van de CREG wou bekomen.

— CREG —

18. - eerdere marktbrede mechanismen die door de Europese commissie geëvalueerd werden in Polen, Italië en Ierland dienden gepaard gaan met het aantonen van de te lage kostendeckingsgraad van bijvoorbeeld bestaande centrales vooraleer het mechanisme kon worden goedgekeurd en het voorzien van markthervormingen om prijsplafonds op te trekken, investeringssignalen te versterken en scarcity pricing. Welke maatregelen acht de CREG nuttig in het kader van markthervormingen die gepaard moeten gaan met het systeem om te vermijden dat de markt zich te makkelijk plooit naar de capaciteitsvergoedingen en niet intern zelf zoekt naar kostenefficiëntie. Hoe kunnen deze de ingeschatte kosten voor verbruikers verlagen?

Hoewel prijsplafonds onder meer in België werden afgeschaft (de huidige technische prijsplafonds worden automatisch opgetrokken als de marktprijzen 60% van het technische prijsplafond bereikt), meent de CREG dat de Elia studie van juni 2019 onvoldoende rekening houdt met de effecten van deze afschaffing van prijsplafonds.

De invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme zal leiden tot bijkomende rechtstreekse kosten, die wellicht door de elektriciteitsverbruikers zal moeten gedragen worden. De invoering van een mechanisme van scarcity pricing is voor de CREG een noodzakelijke maatregel die zou moeten geïmplementeerd worden alvorens over te gaan tot de invoering van een CRM. Gezien een scarcity pricing invloed heeft op de inkomsten van zij die beschikken over capaciteit op momenten van schaarste, zouden de effecten hiervan moeten meegenomen worden in den economische leefbaarheidstest van een nieuwe toereikendheidsanalyse, die volgens de CREG zou moet gebeuren alvorens instructie te geven tot het organiseren van de eerste CRM-veilingen.

2.2 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-FRACTIE

19. Wat is de meest recente inschatting van de nodige (binnenlandse) volumes, en welke onderliggende hypothesen worden hierbij gehanteerd (bijvoorbeeld: beschikbare stuurbare capaciteit in de buurlanden en % import)?

Er is momenteel geen inschatting van de benodigde capaciteit die geveild moet worden gepubliceerd door Elia. In haar studie over de kosten en baten van maart 2018 hanteert PWC een capaciteit van 13.600 MW, maar dit is eigenlijk de verwachte piekconsumptie.

De verwachte piekconsumptie is echter een onderschatting van de werkelijke nood aan capaciteit. Bovenop de piekcapaciteit, vereist Elia immers dat er ook nog reservecapaciteit meegerekend wordt die niet kan gebruikt worden in de simulaties voor de bevoorradingszekerheid. Deze reservecapaciteit wordt op minstens 1.000 MW geschat (de CREG is van mening dat een groot deel van deze capaciteit wel mag meegerekend worden).

Bovendien is de beschikbare capaciteit niet 100% beschikbaar. De netto-capaciteit is dus lager dan de nominale capaciteit. Dat hoeft geen probleem te geven voor de kosteninschatting, omdat enkel de netto-capaciteit een vergoeding ontvangt. Toch is er wel degelijk een belangrijke impact op de benodigde netto-capaciteit, omdat de ongeplande onbeschikbaarheden kunnen samenvallen, wat mogelijks resulteert in een probleem van bevoorradingszekerheid, waardoor extra capaciteit nodig is. Het effect op de bevoorradingszekerheid van dergelijke samenvallende onbeschikbaarheden wordt gesimuleerd in de adequacy studies. Zoals gesteld, kunnen de balancing reserves hier niet voor gebruikt worden volgens Elia.

— CREG —

Wat de precieze impact is van samenvallende pannes van capaciteit op de totale bijkomende nood aan nieuwe capaciteit is niet gekend, behalve bij Elia. De CREG is van mening dat hier te weinig transparantie gegeven wordt in de Elia studie over de bevoorradingszekerheid.

Anderzijds is het mogelijk dat er capaciteit niet kan deelnemen aan de capaciteitsveiling, gezien het niet toegelaten wordt. Een inschatting van deze volumes is nog niet uitgevoerd.

De CREG beveelt dan ook aan om aan Elia een inschatting te vragen van de benodigde bruto en nettocapaciteit, en van de capaciteit die niet kan meedingen in de veiling.

20. Welke hypothesen worden gebruikt in verband met de uitkomst van de te organiseren tenders? Wat is het verschil tussen bestaande en nieuwe capaciteit?

Indien het mechanisme van kostenbeperking van de CREG niet gevolgd wordt, verwijst de CREG naar de kostenschatting die PWC heeft uitgevoerd. PWC ging uit van een kost van 19.600 euro/MW/jaar voor bestaande capaciteit en 83.000 euro/MW/jaar voor nieuwe capaciteit, in een pay-as-cleared scenario. Deze kostenschatting gaat over een geactualiseerde kost, met een actualisatievoet van 8,5%.

De CREG heeft in januari-maart 2019 de nominale kost berekend op basis van de cijfers van PWC. Het is de nominale kost die uiteindelijk op de elektriciteitsfactuur of in de begroting zal belanden. De nominale kost resulteert in een totale gemiddelde jaarlijkse kost van 614 miljoen euro. Gezien de toen gekende resultaten van de veilingen in Ierland en Polen, die resulteerden in een prijs tussen 40.000 en 50.000 euro/MW/jaar heeft de CREG deze prijzen ook gehanteerd om te komen tot een maximale inschatting van de totale kost, wat neerkomt op 940 miljoen euro, vandaar het kosteninterval van 614 tot 940 miljoen euro.

Dit zijn inschattingen van capaciteitsveilingen die nog moeten plaatsvinden. Het uiteindelijke resultaat kan lager of hoger liggen dan dit kosteninterval.

De maximale kosten bij het toepassen van het mechanisme van kostenbeheersing kunnen voordat de veiling plaatsvindt volledig ingeschat worden, omdat ze het resultaat zijn van de simulaties die op voorhand uitgevoerd worden. Dit is niet het geval indien het mechanisme van kostenbeperking niet wordt toegepast. Het gaat dan immers om ex-ante inschattingen en deze kunnen uiteindelijk lager of nog hoger liggen dan hier door de CREG ingeschat.

De CREG rekent met de volgende kosteninschattingen (zie ook bijlage 1):

- Mechanisme van kostenbeperking: de kost van het CRM mag de kost van het bevoorradingsprobleem niet overschrijden (CREG-voorstel 2064, maximale kostprijs wordt op voorhand bepaald):
 - **Budget A1**: de kost met een VoLL = 2.300 €/MWh¹ met een vermeden EENS van 3,6 GWh = **11 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de lage inschatting in 2030 onder het mechanisme van kostenbeperking

¹ Deze VoLL moet nog bepaald worden. De methodologie hiervoor wordt momenteel besproken door de Europese regulatoren binnen Acer. Een beslissing wordt verwacht tegen ten laatste begin augustus 2020. De VoLL kan bijgevolg nog wijzigen.

— CREG —

- **Budget A2:** de kost met een VoLL = 5.300 €/MWh met een vermeden EENS van 19,3 GWh = **107 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de hoge inschatting in 2025 onder het mechanisme van kostenbeperking
- Geen mechanisme van kostenbeperking (FOD/Elia-voorstel, [kostprijs enkel na veiling vast te stellen](#)):
 - **Budget B1:** de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie: **614 miljoen euro per jaar**
 - **Budget B2:** de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie en rekening houdende met de veilingresultaten in Polen en Ierland: **940 miljoen euro per jaar**

21. Financiering via ODV: wat is de impact op de factuur van de huishoudens, in verschillende scenario's (2.000, 3.000, 4.000 MW CRM capaciteit?).

Zie bijlage 1 over impact op de elektriciteitsfactuur.

Het is belangrijk op te merken dat alle capaciteit in het systeem een capaciteitsvergoeding kan krijgen, dus niet enkel de capaciteit die nodig is om een eventueel gesimuleerd tekort te kunnen opvangen.

22. Financiering via ODV: quid degressiviteit: offshore toeslag en federale bijdrage kennen elk een systeem van degressiviteit. Is dit hier toepasbaar? Wat zijn voor- en nadelen?

Uit de antwoorden op de vragen nr. 6 en nr. 10 blijkt dat:

- het eenvoudigweg dupliceren van het degressiviteitsmechanisme dat van toepassing is op de offshore-toeslag en op de federale bijdrage niet mogelijk lijkt, althans voor zover dit mechanisme een jaarlijks maximumbedrag vaststelt voor de bijdrage, wat volgens de Commissie niet verenigbaar is met de EEAG;
- als een degressiviteitsmechanisme moet worden voorgesteld, het zinvoller zou kunnen zijn om inspiratie te putten uit de criteria van de EEAG, die de elektro-intensieve ondernemingen het verminderingsmechanisme laten genieten, met dien verstande dat deze criteria in principe betrekking hebben op de lastenverminderingen in verband met de financiering van de elektriciteitsproductie met behulp van hernieuwbare bronnen, en niet de capaciteitsmechanismen;
- het echter uit de door de Europese Commissie gepubliceerde documenten over het Poolse verminderingsmechanisme van lasten in verband met de kosten van het CRM blijkt dat de Europese Commissie twijfels heeft bij de toepasbaarheid van de verminderingscriteria uit de EEAG (met name ten voordele van de elektro-intensieve ondernemingen) op de lasten in verband met het CRM.

— CREG —

23. Capaciteitsterm: kan die van het in het begin worden ingevoerd? Kunnen wel alle verbruikers hier in gelijke mate van profiteren (zijn alle types verbruikers wel in staat om hun verbruikspatroon aan te passen: bijvoorbeeld particuliere gebruikers). Welke voorwaarden moeten hiervoor vervuld zijn, en wat is de wisselwerking met de tariefmethodologieën in de gewesten + nieuwe MIG. Hoe zorgen we ervoor dat dit geen lege doos is/wordt?

De financiering van het CRM bekostigen via een capaciteitsheffing kan inderdaad vanaf het begin reeds ingevoerd worden. Wel valt op te merken dat (vooral residentiële) verbruikers, wiens verbruik wordt verondersteld een SLP-profiel te volgen en die geen slimme meter hebben, geen significante invloed hebben op de kosten die zij dragen voor het CRM. Ze worden niet aangemoedigd om hun piekverbruik tijdens momenten van schaarste te verminderen. Door onder meer de installatie van een slimme meter, waarbij het verbruik op kwartierbasis gemeten wordt dergelijke aanmoediging wel gecreëerd.

24. Plafond inzake kostprijs voor de verbruikers: hoe kan de hoogte hiervan worden berekend? Welke parameters en welke hypothesen kunnen hiervoor gehanteerd worden? Zijn er instantie die hierover kunnen adviseren (bijvoorbeeld planbureau? Nationale bank? Andere?). Bestaat dit reeds in andere ingevoerde systemen en hoe werd het daar berekend? Moet dit dan ook een criterium worden in de tender?

Voor het antwoord op deze vragen, zie bijlage 2.

25. Er zijn de kosten voor de financiering van de CRM, maar er zijn ook opbrengsten (Elia studie wijst op opbrengsten inzake welvaart en daling groothandelsprijzen): wat is de impact daarvan? Zijn er andere factoren die in acht moeten worden genomen om de netto-impact te berekenen (in verschillende scenario's: CRM – EO – SR).

De verwachte opbrengsten zijn afhankelijk van het type capaciteit dat aangetrokken wordt en van de veronderstelling van het verwachte probleem. Zo bijvoorbeeld verwacht Elia dat er 1,7 GW bestaande gascentrales tegen 2025 uit de markt zullen gaan. Als het CRM deze of andere gascentrales in de markt houdt, dan kan je inderdaad stellen dat dit een opbrengst geeft door het CRM (onder de vorm van lagere energieprijzen). Als de 1,7 GW bestaande gascentrales echter sowieso in de markt zouden blijven, dan kan dit niet als een opbrengst bekeken worden.

Bovendien is de impact moeilijk te berekenen omdat het nog niet gekend is welk type van capaciteit in het CRM wordt aangetrokken. Indien er vooral gascentrales in het systeem komt zal de impact op de elektriciteitsprijzen groter zijn dan wanneer er veel *demand response* aangetrokken wordt met hoge variabele kosten.

Elia schat deze opbrengst in voor verschillende scenario's en varieert volgens Elia van 130 tot 280 miljoen euro (zie figuur 4-48 van de Elia-studie uit juni 2019). Deze schatting baseert zich op een te hoge kost van een Strategisch Reserve (210 M€) en een te lage vork inzake de kostprijs van een CRM (300-500 M€). De positieve impact op de elektriciteitsprijzen wordt ook verhoogd door de veronderstelling dat een groot deel van de bestaande gascentrales uit de markt gaat, wat volgens de CREG helemaal niet zeker is. Ook wordt er uitgegaan van een verschillende vraag bij Strategisch Reserve (87 TWh) in vergelijking met een marktbrede CRM (100 TWh), waardoor de kost voor een Strategische Reserve hoger uitkomt in €/MWh. Bovendien kan het problematisch zijn voor de goedkeuring van het CRM, omdat een impact op de elektriciteitsprijs door de Europese Commissie kan beschouwd worden als een verstoring van de Europese elektriciteitsmarkt door een CRM.

— CREG —

26. KB volumebepaling: welke wijzigingen a minima zou de CREG voorstellen aan het ontwerp KB volumebepaling? Wat is hiervan de impact zowel op vlak van bevoorradingszekerheid als op vlak van kostprijs en financiering?

Het ontwerp van KB volumebepaling, zoals door de FOD voorgesteld en overgemaakt aan DG COMP is fundamenteel verschillend van het voorstel (geen KB, gezien er geen wettelijke basis bestaat die de CREG een voorstelbevoegdheid voor een KB geeft) van de CREG.

Het voorstel van de CREG bevat een beoordeling van de bijdrage van het CRM aan de bevoorradingszekerheid ten opzichte van de kost van het CRM. Om deze beoordeling mogelijk te maken dient er een analyse te gebeuren van de grootte van het bevoorradingszekerheidsprobleem (bepaling van EENS – “*expected energy not served*”); Deze kostenbeheersing is een essentieel principe in het voorstel van de CREG en zou dan ook moeten hernomen worden in de uiteindelijk te weerhouden methodologie.

De interpretatie van de verdeling van de te contracteren capaciteit tussen T-1 en T-4 veiling is ook fundamenteel verschillend tussen het ontwerp KB van de FOD en het voorstel van de CREG. Hier wordt dieper op ingegaan in vraag 13. De CREG wenst echter wel te wijzen dat de simulaties in het verleden om de nodige capaciteit voor de strategische reserve te berekenen, een korte horizon (initieel 3 jarige contracten, vanaf 2018 éénjarige contracten) hadden. Als voorbeeld wenst de CREG de berekening van de volumebehoefte voor de winter 2015-2016 aan te halen, waarbij de nood aan strategische reserve op 3,5 GW werd ingeschat. Uiteindelijk kon er maar 1,5 GW gecontracteerd worden. Tijdens deze winter deed er zich geen bevoorradingszekerheidsprobleem voor en de strategische reserve werd niet geactiveerd. In september 2018, waarschuwde Elia voor het hoge risico voor de bevoorradingszekerheid in de komende winter (winter 2018-2019) naar aanleiding van de verminderde beschikbaarheid van een aantal nucleaire centrales. Als een reactie hierop werden verschillende maatregelen genomen : maatregelen ter verbetering van de flow-based market coupling waardoor de importcapaciteit naar België verhoogde, verdere maatregelen door de overheden en de snelle reactie van marktactoren leidde tot een verhoging van de binnenlandse capaciteit met 1,2 GW in een tijdsbestek van enkele maanden. In een rapport ex-post, stelde de CREG vast dat er een marge van 3,7 GW beschikbaar was gedurende deze winter.

Ondanks de korte horizon voor de volumebepaling van strategische reserve, en dus de beperktere onzekerheden ten opzichte van lange-termijnsimulaties, kan worden vastgesteld dat sinds de invoering in 2014 geen enkele MW van de gecontracteerde strategische reserve ooit geactiveerd werd ten behoeve van de bevoorradingszekerheid, ook al werden door Elia tekorten gesimuleerd die opliepen tot 3,5 GW.

27. Scarcity pricing

- Hoe kan scarcity pricing bijdragen aan adequacy, op korte, middellange en lange termijn. Er is verwezen naar Amerika, zijn er Europese voorbeelden?
- Wat is de verwachte impact op de kosten voor de verbruikers (zowel financiering mechanisme, als impact op commodity) en hoe zullen in dit systeem prijspieken evolueren (in frequentie en omvang)?
- Wat is de impact en wisselwerking met de CWE-markt?
- Quid timing?

Voor het antwoord op deze vragen, zie bijlage 3.

— CREG —

2.3 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-FRACTIE

28. Quels seraient les couts totaux d'un CRM avec un budget à enveloppe fermée? Quel serait le coût du CRM + le coût d'un délestage de plusieurs heures si la sécurité d'approvisionnement n'était pas assurée? Avez-vous calculé des scénarios précis avec des occurrences précises? Pouvez-vous nous fournir vos hypothèses?

Voor het antwoord op deze vragen, zie bijlage 2 aub.

2.4 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE VB-FRACTIE

29. Een simulatie van de geraamde kostprijs van het CRM-mechanisme volgens het KB Methodologie/Volumebepaling zoals dit door de Minister bij de Europese Commissie is aangemeld.

Indien het mechanisme van kostenbeperking van de CREG niet gevolgd wordt, verwijst de CREG verwijst naar de kostenschatting die PWC heeft uitgevoerd. PWC ging uit van een kost van 19.600 euro/MW/jaar voor bestaande capaciteit en 83.000 euro/MW/jaar voor nieuwe capaciteit. Deze kostenschatting gaat over een geactualiseerde kost, met een actualisatievoet van 8,5%.

De CREG heeft in januari-maart 2019 de nominale kost berekend op basis van de cijfers van PWC. Het is de nominale kost die uiteindelijk op de elektriciteitsfactuur of in de begroting zal belanden. De nominale kost resulteert in een totale gemiddelde jaarlijkse kost van 614 miljoen euro. Gezien de toen gekende resultaten van de veilingen in Ierland en Polen, die resulteerden in een prijs tussen 40.000 en 50.000 euro/MW/jaar heeft de CREG deze prijzen ook gehanteerd om te komen tot een maximale inschatting van de totale kost, wat neerkomt op 940 miljoen euro, vandaar het kosteninterval van 614 tot 940 miljoen euro.

Dit zijn inschattingen van capaciteitsveilingen die nog moeten plaatsvinden. Het uiteindelijke resultaat kan lager of hoger liggen dan dit kosteninterval.

De maximale kosten bij het toepassen van het mechanisme van kostenbeheersing kunnen voordat de veiling plaatsvindt volledig ingeschat worden, omdat ze het resultaat zijn van de simulaties die op voorhand uitgevoerd worden. Dit is niet het geval indien het mechanisme van kostenbeperking niet wordt toegepast. Het gaat dan immers om ex-ante inschattingen en deze kunnen uiteindelijk lager of nog hoger liggen dan hier door de CREG ingeschat.

De CREG rekent met de volgende kosteninschattingen (zie ook bijlage 1):

- Mechanisme van kostenbeperking: de kost van het CRM mag de kost van het bevoorradingsprobleem niet overschrijden (CREG-voorstel 2064, maximale kostprijs wordt op voorhand bepaald):
 - **Budget A1**: de kost met een VoLL = 2.300 €/MWh² met een vermeden EENS van 3,6 GWh = **11 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de lage inschatting in 2030 onder het mechanisme van kostenbeperking

² Deze VoLL moet nog bepaald worden. De methodologie hiervoor wordt momenteel besproken door de Europese regulatoren binnen Acer. Een beslissing wordt verwacht tegen ten laatste begin augustus 2020. De VoLL kan bijgevolg nog wijzigen.

— CREG —

- **Budget A2:** de kost met een VoLL = 5.300 €/MWh met een vermeden EENS van 19,3 GWh = **107 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de hoge inschatting in 2025 onder het mechanisme van kostenbeperking
- Geen mechanisme van kostenbeperking (FOD/Elia-voorstel, kostprijs enkel na veiling vast te stellen):
 - **Budget B1:** de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie: **614 miljoen euro per jaar**
 - **Budget B2:** de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie en rekening houdende met de veilingresultaten in Polen en Ierland: **940 miljoen euro per jaar**

30. Kan de CRM meer toelichting geven bij haar uitspraken in de gedachtewisseling van woe 06.05.2020 dat “de bepaling van de financieringsstructuur nog geen oplossing is voor de financiering van het subsidiemechanisme” : met name de vraag welke de belastbare basis zal zijn (zal men kosten factureren op basis van het aantal uren kilowattuur die van het netwerk komen, enz.

Indien er gekozen wordt om de elektriciteitsverbruikers de kost van het CRM te laten dragen, dan bestaan er verschillende opties om deze kost voor iedere elektriciteitsverbruiker te berekenen. Deze berekeningsmethodologie bepaalt uiteindelijk wie hoeveel zal moeten bijdragen aan de CRM-kost. Over deze toeslagbasis en over de eventuele toepassing van degressiviteit bestaat momenteel geen enkele duidelijkheid. Enkel mogelijkheden voor de toeslagbasis werden in het verleden reeds door de CREG geanalyseerd : een toeslag op totale kWh-basis (dus in functie van het totale jaarlijks energieverbruik van de consument), een toeslag op totaalpiekverbruik bij schaarste of een toeslag op het volatiel piekverbruik bij schaarste.

Zie bijlage 1 voor de rest van het antwoord, aub.

31. De CREG heeft gesteld dat ze op 9 april 2020 een brief aan netbeheerder Elia heeft gericht. Kunnen de parlementsleden afschrift krijgen van deze brief ? Op 6 mei 2020 had Elia hier nog niet op geantwoord.

Een kopie van de brief van de CREG van 9 april 2020 en het antwoord van Elia van 11 mei 2020 worden in bijlage 5 toegevoegd. Het antwoord van Elia toont duidelijk aan dat Elia niet de intentie heeft om de adequacy en flexibiliteitsstudie van juni 2019 te actualiseren maar eerder uitkijkt naar de volgende studie die voor eind juni 2021 is voorzien, wat te laat komt om de regering te informeren in het kader van haar beslissing voor de instructie van een eerste CRM-veiling. Wat betreft het in rekening brengen van de opmerkingen van de CREG en de mogelijkheden om dit op korte termijn te verwezenlijken, verwijst Elia naar het begeleidingscomité voor de volgende studie.

— CREG —

2.5 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE CD&V-FRACTIE

32. Vraag over de hypothetische ondergrens en bovengrens van de toe te kennen steun in functie van diverse hypothesen (volume, prijsevolutie).

Indien het mechanisme van kostenbeperking van de CREG niet gevolgd wordt, verwijst de CREG verwijst naar de kostenschatting die PWC heeft uitgevoerd. PWC ging uit van een kost van 19.600 euro/MW/jaar voor bestaande capaciteit en 83.000 euro/MW/jaar voor nieuwe capaciteit, in een pay-as-cleared scenario. Deze kostenschatting gaat over een geactualiseerde kost, met een actualisatievoet van 8,5%.

De CREG heeft in januari-maart 2019 de nominale kost berekend op basis van de cijfers van PWC. Het is de nominale kost die uiteindelijk op de elektriciteitsfactuur of in de begroting zal belanden. De nominale kost resulteert in een totale gemiddelde jaarlijkse kost van 614 miljoen euro. Gezien de toen gekende resultaten van de veilingen in Ierland en Polen, die resulteerden in een prijs tussen 40.000 en 50.000 euro/MW/jaar heeft de CREG deze prijzen ook gehanteerd om te komen tot een maximale inschatting van de totale kost, wat neerkomt op 940 miljoen euro, vandaar het kosteninterval van 614 tot 940 miljoen euro.

Dit zijn inschatting die uitgevoerd worden van een eerste capaciteitsveiling die nog moet plaatsvinden. Het uiteindelijke resultaat kan lager of hoger liggen dan dit kosteninterval.

Indien het mechanisme van kostenbeperking van de CREG wel gevolgd wordt, dan mag het CRM niet meer kosten dan de kost van de vermeden afgeschakelde energie. In 2025 is dat 19,7 GWh vermenigvuldigd met de VoLL. De onderstaande figuur geeft de kosten van de vermeden afgeschakelde energie (voor de jaren 2026, 2027 en 2029 wordt er geïnterpoleerd). Deze figuur is ook opgenomen in het CREG-voorstel 2064 over de volumebepaling (zie pagina 38).



De vermeden kost door het invoeren van een CRM varieert dan tussen 11 en 107 miljoen euro per jaar.

Het is belangrijk op te merken dat deze budgetbeperkingen berekend zijn op basis van de Elia-simulaties. De CREG heeft heel wat bedenkingen wat betreft deze simulaties, zoals het niet in rekening brengen van alle bestaande capaciteit, de klimaatjaren, het meerekenen van reserves, de prijsvorming,... waardoor de afgeschakelde energie in realiteit gevoelig lager zal zijn en waardoor de vermeden kost nog lager ingeschat moet worden.

— CREG —

33. Hoeveel kost dit aan de gebruikers indien we kiezen om via een ODV te werken?

- Wat is dit doorgerekend in functie van verbruik?
- Wat is dit doorgerekend in functie van verbruik met degressiviteit, toegepast zoals op de federale bijdrage elektriciteit?
- Wat is dit doorgerekend in functie van aansluiting?

Voor het antwoord op deze vragen, zie bijlage 1 aub.

2.6 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB FRACTIE

34. Pourriez-vous détailler quand vous dites que la « solution » (le CRM) va coûter plus cher que le « problème » svp ? Êtes-vous d'accord avec Madame la ministre quand elle répond qu'une seule heure de black-out va coûter 120 millions d'euros quand on lui demande le coût si on se passerait de CRM ?

Wat betreft bevoorradingszekerheid is de kans dat er een totale black-out komt, erg klein, omdat het probleem op voorhand te voorzien is en er beperkt en gecontroleerd kan afgeschakeld worden, juist om een totale black-out te vermijden. De impact van een totale black-out wordt dan ook niet gehanteerd in het kader van deze problematiek; het gaat daarentegen wel over het aantal uren (LoLE) dat er beperkt onvrijwillig een hoeveelheid energie afgeschakeld dient te worden (EENS).

Voor het vervolg van het antwoord: zie bijlage 2 aub.

2.7 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE OPEN VLD FRACTIE

35. Waarom is volgens de CREG een nieuwe adequacy studie nodig? Wat zijn de cruciale elementen die tegenover de Elia-studie uit juni 2019 zijn veranderd?

Vooreerst meent de CREG dat de adequacy studie van juni 2019 een aantal tekortkomingen kent, waardoor het bevoorradingszekerheidsprobleem wordt overschat. Deze tekortkomingen werden reeds belicht tijdens eerdere hoorzittingen van de Kamercommissie. De CREG verwijst hiervoor naar de publicaties op haar website (<https://www.creg.be/nl/publicaties/studie-f1957> en <https://www.creg.be/nl/publicaties/nota-z2050>). Gezien deze studie als belangrijkste element wordt naar voor geschoven om de invoering van een CRM te motiveren, wat neerkomt op de grootste markthervorming sedert de liberalisering van de energiemarkt en dat daarenboven gepaard gaat met een aanzienlijk prijskaartje, meent de CREG dat deze adequacy studie dient te worden geüpdated om minstens de belangrijkste opmerkingen van de CREG in rekening te brengen.

Verder is de CREG van mening dat, alvorens over te gaan tot de organisatie van de eerste CRM-veiling in 2021, een nieuwe studie om de toestand met betrekking tot de bevoorradingszekerheid voor België te evalueren noodzakelijk is om volgende redenen :

a) Conformiteit met Artikel 21(1) van de Elektriciteitsverordening

Een dergelijke studie dient rekening te houden met alle maatregelen in het uitvoeringsplan. Volgens artikel 21(1) van de Elektriciteitsverordening (EU)2019/943 kan een capaciteitsmechanisme immers enkel ingevoerd worden om resterende zorgpunten inzake bevoorradingszekerheid, na het implementeren van alle uitvoeringsmaatregelen, weg te nemen.

— CREG —

Art. 21 (1) : *“Om resterende zorgpunten op het gebied van toereikendheid van de elektriciteitsvoorziening weg te nemen, kunnen de lidstaten als uiterste maatregel, bij het uitvoeren van de in artikel 20 van deze verordening bedoelde uitvoeringsmaatregelen overeenkomstig de artikelen 107, 108 en 109 VWEU de Unievoorschriften capaciteitsmechanismen invoeren.”*

De CREG vestigt de aandacht op het advies van de Europese Commissie over het Belgische uitvoeringsplan, waarin aan België gevraagd wordt om de invoering van “scarcity pricing” te overwegen.

De Commissie is van mening dat de alfacomponent al bepaalde kenmerken vertoont van een prijsstelfunctie op basis van schaarste. De Commissie vraagt België echter te overwegen of de prijsstelfunctie op basis van schaarste niet alleen van toepassing moet zijn op BRP's, maar ook op aanbieders van balanceringsdiensten (BSP's). Dit kan dienen ter ondersteuning van de voorzieningszekerheid door ervoor te zorgen dat BRP's en BSP's worden geconfronteerd met dezelfde prijs voor opgewekte/verbruikte energie, aangezien prijsdifferentiatie kan leiden tot inefficiënte arbitrage bij marktpelers. De Commissie is ook van mening dat de prijsstelfunctie op basis van schaarste in werking moet worden gesteld door schaarste aan reserves in het systeem en dat de functie moet worden ingesteld om de prijzen van balanceringsenergie te verhogen tot de waarde van de niet-geleverde energie wanneer het systeem geen reserves meer heeft. De Commissie vraagt België te overwegen zijn prijsstellersregeling op basis van schaarste uiterlijk op 1 januari 2022 dienovereenkomstig te wijzigen.

Wat betreft de impact van de invoering van scarcity pricing verwijst de CREG naar antwoorden op vragen over dit onderwerp (zie bijlage 3).

- b) De elektriciteitswet bepaalt dat de Minister uiterlijk op 31 maart instructie geeft aan de netbeheerder tot het organiseren van de veilingen. Gezien er voor het dekken van de elektriciteitsvraag altijd een bepaalde capaciteit noodzakelijk is, zelfs indien België geen enkel bevoorradingszekerheidsprobleem kent en de betrouwbaarheidsnormen ruimschoots gerespecteerd worden, zal het nodige volume steeds boven de 10 000 MW bedragen, en zal er eind maart een instructie gegeven worden tot het organiseren van de veilingen. Er is met andere woorden geen enkele verificatie of evaluatie van het bevoorradingszekerheidsprobleem meer voorzien, waardoor, indien de EC het aangemelde CRM goedkeurt, de CRM veilingen quasi automatisch van start zullen gaan, ook als er zich geen bevoorradingszekerheidsprobleem zou stellen.
- c) De update van de bevoorradingszekerheidsstudie is voorzien tegen 30 juni 2021, overeenkomstig artikel 7bis, §4bis van de elektriciteitswet. De instructie van de Minister tot het organiseren van de eerste CRM-veiling komt er uiterlijk op 31 maart 2021, overeenkomstig artikel 6 van de wet van 22 april 2019 ter invoering van een capaciteitsmechanisme. Dit betekent dat de instructie tot het organiseren van de eerste CRM-veiling gegeven wordt drie maanden vooraleer de resultaten van de nieuwe bevoorradingszekerheidsstudie gepubliceerd worden. Er van uitgaande dat een gedeelte van de contracten van de eerste CRM veiling wellicht een looptijd van 15 jaar zullen hebben, en waarbij de kosten gedurende die periode gedekt moeten worden, is het volgens de CREG aangewezen om niet lichtzinnig over te gaan tot de instructie van een CRM-veiling. Een evaluatie van de het eventuele bevoorradingszekerheidsprobleem en de bepaling van de grootte van dit probleem dient bijgevolg voorafgaand aan de instructie tot het organiseren van de eerste CRM-veiling te gebeuren. Dit zou de Minister ook moeten toelaten om, met kennis van een actuele analyse inzake de bevoorradingszekerheid, een gemotiveerde instructie.

— CREG —

36. CREG stelt dat strategische reserves niet onderzocht zijn. Kan de CREG een inschatting geven wat de impact hiervan is op bevoorradingszekerheid? Wat is de meest recente inschatting van de impact van de CRM op de factuur/welvaart vs. de Energy Only Market met strategische reserve? Waarom is de ene boven de andere te verkiezen?

Voor de impact van strategische reserve op de bevoorradingszekerheid en meer bepaald op het respecteren van de betrouwbaarheidsnorm, wordt verwezen naar het antwoord op vraag 41.

37. Wat is impact van scarcity pricing op de winstgevendheid van capaciteit, zoals geanalyseerd in eerste studie? Hoe wordt scarcity pricing nu al in zekere mate toegepast in België en welke meer ontwikkelde buitenlandse voorbeelden van scarcity pricing zijn zinvol voor België? Hoe kan scarcity pricing structurele investeringen losweken?

Voor het antwoord op deze vragen, zie bijlage 3 aub.

38. Wat is volgens de CREG de impact van de opinion van DG ENER op het Implementatieplan van België en heeft dat een impact op de bevoorradingszekerheid?

In haar advies over het uitvoeringsplan van België stelt DG ENER het volgende : *“De Commissie vraagt België te overwegen zijn prijsstellingsregeling op basis van schaarste uiterlijk op 1 januari 2022 dienovereenkomstig te wijzigen.”*. De implementatie van een mechanisme van scarcity pricing, zoals momenteel door de CREG en Elia wordt bestudeerd, komt tegemoet aan de vraag van DG ENER en kan worden geïmplementeerd tegen 1 januari 2022. Dit houdt impliciet ook in dat de effecten van de invoering van een dergelijk scarcity pricing mechanisme op de bevoorradingszekerheid, en bijgevolg op de noodzaak om een CRM in te voeren, moeten worden geanalyseerd.

In eerdere studie werd reeds gewezen op het positieve effect van een scarcity pricing op de rentabiliteit van capaciteit tijdens schaarste en dus zeker een positieve impact heeft op de bevoorradingszekerheid. De CREG heeft in haar opmerkingen op de adequacystudie van Elia van juni 2019 reeds opgemerkt dat scarcity pricing diende te worden meegenomen in de toereikendheidsanalyse. De CREG zal, naar aanleiding van het advies van DG ENER aan Elia vragen om de impact van de implementatie van een scarcity pricing in het adequacy assessment te berekenen.

Volgens een juridische analyse door de CREG is de CREG bevoegd inzake het beslissen over het scarcity pricing mechanisme.

39. Kunnen we de studie van de VUB over de klimaatverandering verkrijgen? Zijn de wetenschappers van de VUB bereid om hun studie te komen toelichten in het parlement?

De studie van de VUB (“Winter is leaving”) is beschikbaar op de website van de VUB :

https://cris.vub.be/files/51473222/CREG_Report_FINAL.pdf

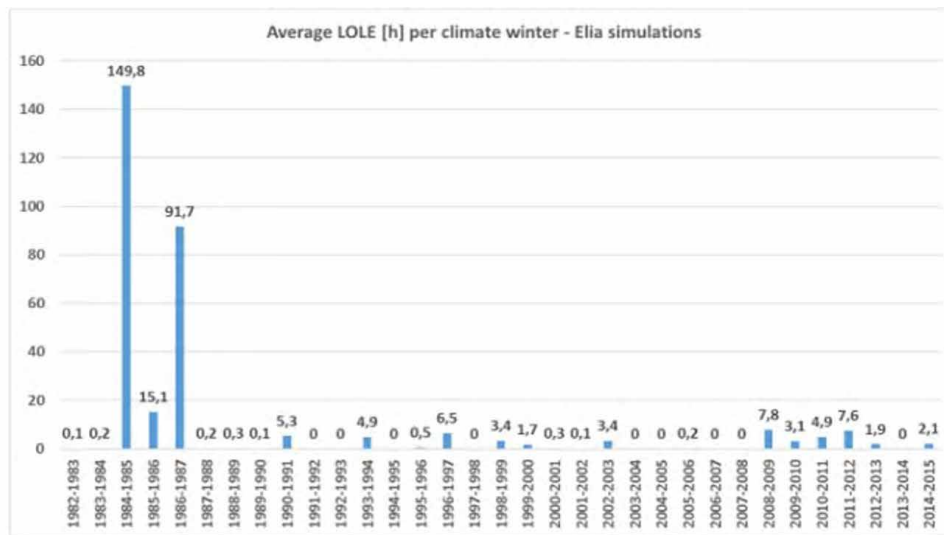
De wetenschappers van de VUB hebben ons bevestigd dat zij bereid zijn om hun studie toe te lichten in het parlement.

— CREG —

40. Wat was het resultaat van de Duitse studie over de bevoorradingszekerheid?

De Duitse studie (https://www.bmwi.de/Redaktion/EN/Publikationen/Studien/definition-and-monitoring-of-security-of-supply-on-the-european-electricity-markets-from-2017-to-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=9) van 23 januari 2019 concludeert dat er zich geen toereikendheidsproblemen voordoen in Duitsland maar evenmin in België.

Het grootste verschil tussen de Duitse studie en de studie van Elia van juni 2019 is volgens de CREG het aantal klimaatjaren die worden in rekening gebracht. De Duitse studie simuleert het elektriciteitssysteem voor 5 historische klimaatjaren terwijl de Elia studie 33 klimaatjaren simuleert. Zoals reeds eerder aangetoond door de CREG zijn het hoofdzakelijk de winterperiodes 1984-1985 en 1986-1987 die aanleiding geven tot het leeuwendeel van de LoLE-uren in de Elia-simulaties.



Ook de studie van september 2017³ van het Federaal Planbureau stelde dat met het behoud van de huidige thermische capaciteit de bevoorradingszekerheid gegarandeerd kan worden.

41. Wat is de impact van de strenge winters in de jaren 80 op de LoLE uren in de simulatie van Elia? Wat is de impact indien we geen 33 jaar, maar 10, 20 of 30 jaren teruggaan? Wat is het resultaat indien dit gecombineerd wordt met het behoud van de strategische reserves?

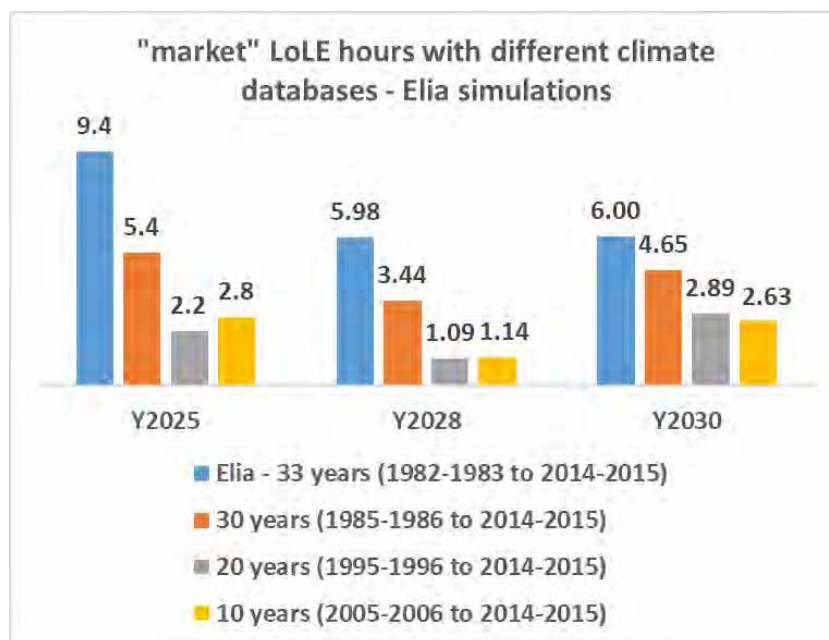
Onderstaande tabel geeft de LoLE waarden op basis van de simulaties van Elia voor het basisscenario voor de jaren 2025, 2028 en 2030, waarbij de in beschouwde klimaatjaren variëren : respectievelijk de door Elia gepubliceerde waarden (met 33 winters – 34 klimaatjaren), de waarden met uitsluiting van de 2 extreme winters, en daarna bij gebruik van 30, 20 en 10 klimaatjaren.

³ zie summary https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf

— CREG —

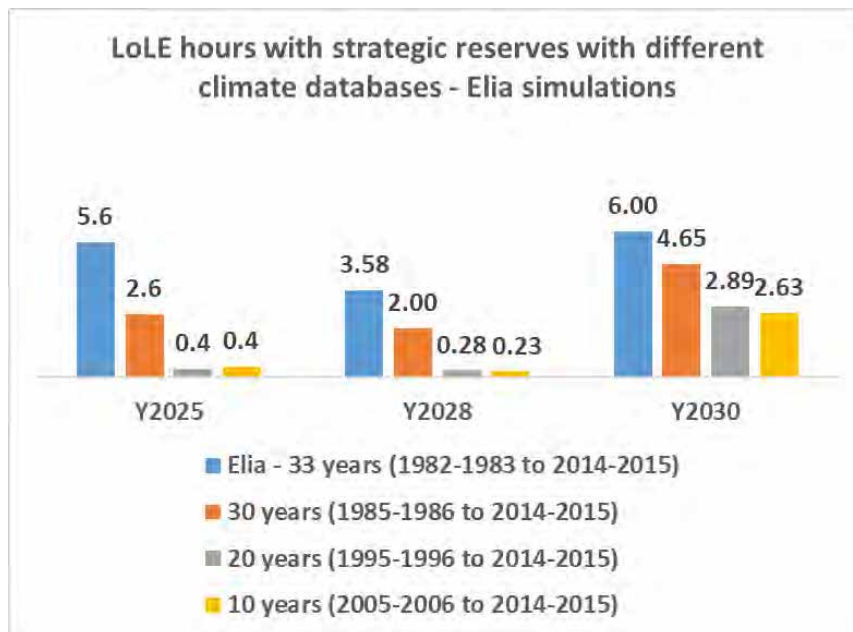
simulatiejaar	scenario	Elia- studie	34 jaar met uitsluiting extreme winters (dus excl 1984-1985 en 1986-1987)	laatste 30 j 1985- 2015	laatste 20j 1995- 2015	laatste 10j 2005- 2015
2025	basis	9.4	2.2	5.4	2.2	2.8
2028	basis	5.9	1.1	3.4	1.1	1.1
2030	basis	6	3	4.6	2.9	2.6

Er dient opgemerkt te worden dat de klimaatdatabase waarop de simulaties zijn gemaakt, de periode 1982 -2015 dekt. De berekening van de LoLE van de laatste 30 jaar, zal bijgevolg de extreme winter 1986-1987 nog steeds bevatten. Dit verklaart waarom een simulatie met 30 klimaatjaren tot een veel hogere LoLE leidt dan een simulatie met 20 klimaatjaren. Indien echter de simulaties zou gebeuren op basis van de huidige databank, die ondertussen wellicht reeds tot 2018 reikt, dan mag verwacht worden dat de resultaten voor de laatste 30 klimaatjaren in lijn zullen liggen met de waarden uit de twee laatste kolommen van bovenstaande tabel. De CREG beschikt evenwel enkel over de resultaten die Elia heeft overgemaakt in het kader van de adequacy studie van juni 2019. De beschreven resultaten worden in onderstaande figuur grafisch weergegeven.



Indien het mechanisme van strategische reserve behouden blijft, verandert er niks aan de market LoLE gezien deze berekend wordt met de capaciteiten in de markt. Volgens de verordening (EU)2019/943, dienen echter strategische reserves in rekening te worden gebracht alvorens een marktbreed CRM in te voeren. Het in rekening brengen van de strategische reserve komt neer op het behouden van de economische onrendabele capaciteit (die dan als strategische reserve gecontracteerd kan worden). De resultaten van de variatie van de beschouwde klimaatjaren met strategische reserve wordt in onderstaande figuur weergegeven.

— CREG —



42. Is de CREG akkoord met de methodologie die op Europees niveau wordt gebruikt in de Medium-term Adequacy Forecast (MAF) van ENTSO-E en Penta-Lateraal Energie Forum (PLEF)? Waarom wel, niet?

De CREG wenst te wijzen op het feit dat Elia een zeer actieve rol vervult in de realisatie van de studies op Europees vlak (zeker wat de PLEF studie betreft die ook door de CREG werd opgevolgd, maar niet door de betrokken regulatoren werd gevalideerd). De CREG heeft dan ook gelijkaardige opmerkingen op deze studies als deze die zij maakte op de Elia studie. Bovendien wordt in deze studies geen economische leefbaarheidstest gesimuleerd om het al dan niet in de markt blijven van capaciteiten te bepalen. In de laatste PLEF studie worden net als in de Elia studie eveneens 34 klimaatjaren gebruikt.

43. In haar draft voorstel voor een methodologie m.b.t. de betrouwbaarheidsnorm van 5 december 2019 stelt ENTSO-E voor om, in afwezigheid van een economisch te justifiëren doel van EENS, de betrouwbaarheidsnorm enkel op basis van de LoLE te baseren. Hoe is dit in lijn met Artikel 25 van de nieuwe Elektriciteitsverordening en de uitspraken van de CREG dat dit moet gebaseerd zijn op de VoLL/CONE en uitgedrukt worden in LoLE én EENS?

Entso-E stelt inderdaad voor om enkel de LoLE-norm als betrouwbaarheidsnorm te gebruiken. De nationale regulatoren zullen over dit voorstel binnen Acer een beslissing moeten nemen tegen begin augustus.

Deze problematiek heeft de CREG ook behandeld in haar nota over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald (CREG-nota 2024). Het probleem inzake bevoorradingszekerheid vertaalt zich in een kost voor de consumenten die riskeren afgeschakeld te worden omwille van dit bevoorradingszekerheidsprobleem.

— CREG —

Het hanteren van enkel het LoLE-criterium houdt op geen enkele manier rekening met de ernst van het eventuele bevoorradingszekerheidsprobleem.

De CREG wenst, ter staving van het belang om ook de ernst van het probleem in rekening te brengen, ook te verwijzen naar het eindrapport van de Europese Commissie over de geschikte betrouwbaarheidsnormen⁴ waarin een overzicht gegeven wordt van de betrouwbaarheidsnormen en dat duidelijk vermeldt dat LoLE, LoLP en P95 de ernst van het probleem niet kwantificeren. Zo schrijft de Europese Commissie (p.38, eigen onderlijning):

LoLE is one of the most adopted metrics because of its simplicity; however, as already pointed out, it does not provide any information about the severity of the problem (i.e. a blackout affecting the entire electricity system or minor load curtailments due to the impossibility of covering high peak loads can, in fact, present the same number of hours of LoLE). Furthermore, the quantification of EENS appears to be the most direct way to obtain a monetisation of interruption costs (see 3.5) in order to compare possible investments toward reaching adequacy targets.

Inderdaad, of het probleem aanleiding geeft tot een totale black-out gedurende een aantal uren of enkel tot het afschakelen van enkele verbruikers gedurende evenveel uren omdat de piekvraag niet kan gedekt worden, in beide gevallen geeft de LoLE enkel de duur weer dat de belasting niet kan gedekt worden. Het rapport van de Europese Commissie beveelt daarom ook aan dat betrouwbaarheidsnormen rekening moeten houden met de EENS-kost.

Indien de betrouwbaarheidsnorm enkel gebaseerd wordt op de LoLE-norm (wat wellicht het geval zal zijn), wordt de ernst van het bevoorradingszekerheidsprobleem niet in rekening gebracht. Om hieraan tegemoet te komen heeft de CREG dan ook een voorstel gedaan om een mechanisme van kostenbeperking voor het CRM in te voeren dat zich baseert op de EENS, met name de afschakeling skost die door een CRM kan vermeden worden (= EENS x VoLL, zie ook elders). Zoals bekend, heeft de Minister het voorstel van de CREG niet gevolgd en een voorstel van FOD/Elia ingediend bij de Europese Commissie, zonder dit mechanisme van kostenbeperking gebaseerd op de EENS. Het CRM-notificatiedossier dat België bij de Europese Commissie heeft ingediend houdt dus geen rekening met de ernst van een eventueel bevoorradingszekerheidsprobleem.

44. Wat is volgens de CREG de juridische implicatie van het door de minister fundamenteel afwijken van het CREG-voorstel inzake volumebepaling?

De CREG stelt zich de vraag of de fundamentele wijziging van haar voorstel, zoals aangebracht door de FOD Economie, juridisch is toegestaan en, in het bijzonder of de toekenning door de wetgever van een voorstelbevoegdheid aan een onafhankelijke instantie, zoals de CREG, betekent dat het voorstel niet eenzijdig door de instantie met beslissingsbevoegdheid kan worden gewijzigd; in principe moet de instantie met beslissingsbevoegdheid in geval van onenigheid de instantie met voorstelbevoegdheid minstens vragen om een nieuw voorstel te formuleren.

⁴ "Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market" van maart 2016, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/Generation%20adequacy%20Final%20Report_for%20publication.pdf

— CREG —

Teneinde juridische problemen te vermijden tijdens de implementatie van het CRM heeft de CREG een advocatenkantoor verzocht om een juridisch advies over de geldigheid van het ontwerp van koninklijk besluit. Ze beschikt nog niet over dit advies.

45. Minister Marghem verwees naar het Planbureau voor de inschatting van de VoLL. Kan de CREG met deze inschatting akkoord gaan en waarom (niet)? En wat is de relevantie van de VoLL voor de bevoorradingszekerheid?

[Voor het antwoord op deze vragen, zie bijlage 4 aub.](#)

46. Hoe kan de CREG via haar ontwerpvoorstel van de methodologie volumebepaling dat de bevoorrading na 2025 verzekerd zal zijn? Er worden namelijk verschillende argumenten aangehaald die stellen dat de methodologie van de CREG daarvoor niet toereikend zou zijn. Zo zou de zogenaamde “budget”-aanpak van de CREG tot een capaciteitswaarde (in euro per kW) leiden die lager is dan de kost voor de missing money van nieuwe capaciteit (NET-CONE).

[Deze vraag wordt samen met vraag 47 hierna beantwoord.](#)

47. Is het mogelijk dat een CRM, met een methodologie tot volumebepaling zoals door de CREG uitgewerkt, ertoe leidt de bevoorrading niet verzekerd is, terwijl er toch nog een aanzienlijke kost is?

[De methodologie van de CREG garandeert dat er minstens voorafgaand aan de veiling een toereikendheidsanalyse dient te gebeuren, waardoor niet enkel het bestaan van een eventueel toereikendheidsprobleem \(momenteel op basis van de LoLE-betrouwbaarheidsnormen\) maar ook de omvang ervan bepaald wordt. Eerste veiling LT contracten importance](#)

[In de methodologie door de FOD Economie voorgesteld gebeurt er geen aftoetsing van het bevoorradingszekerheidsprobleem en bestaat de kans dat een veiling voor een bepaald volume wordt georganiseerd, terwijl er voldoende capaciteit in de markt zit en er dus geen bevoorradingszekerheidsprobleem is.](#)

[Het is evenwel zo dat bij een kleine overschrijding van het LoLE criterium, de bijdrage van het CRM aan de oplossing van het probleem niet zal opwegen tegen de kost van het CRM, waardoor de overschrijding van de gesimuleerde LoLE blijft bestaan. De CREG vestigt evenwel ook de aandacht op het feit dat dit niet noodzakelijk in realiteit ook zal leiden tot een overschrijding van de betrouwbaarheidsnorm.](#)

[De CREG wenst ook aan te stippen dat met de door de FOD-economie voorgestelde methode ook nog steeds een risico bestaat dat de betrouwbaarheidsnorm niet gerespecteerd wordt. Dat was bijvoorbeeld recent het geval in Italië waar de eerste CRM-veiling niet geleid heeft tot het aankopen van het gevraagde volume, terwijl de price caps van respectievelijk 33.000 euro/MW en 75.000 €/MW werden bereikt.](#)

[De methodologie zoals door de CREG uitgewerkt houdt rekening met verhouding tussen de bijdrage van het CRM aan de oplossing van het bevoorradingszekerheidsprobleem en de kost van het CRM. Indien het bevoorradingszekerheidsprobleem heel ernstig is \(met hoge EENS waarden\), dan laat de CREG methode om meer volume te contracteren dan wanneer het bevoorradingszekerheid klein is.](#)

— CREG —

Het gebruik van een pay-as-bid mechanisme, zoals door de CREG voorgesteld, laat toe om, met een zelfde totale CRM kost, ook hogere biedingen te contracteren dan bij het gebruik van een pay-as cleared mechanisme.

48. Hoe staat de CREG tegenover de antwoorden van de FOD Economie, AD Energie t.o.v. haar opmerking om klimaatverandering mee te nemen in haar modellen zoals weergegeven in hun finaal advies van 17 april 2020 (<https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Ontwerpvoorstel-2064-CREG-parameters-bepaling-hoeveelheid-capaciteit-capaciteitsmechanisme-Finaal-advies-FOD-Economie.pdf>, p.8-9)

De antwoorden van de FOD Economie met betrekking tot de opmerking van de CREG bestaat uit verschillende elementen :

- De FOD Economie stelt dat het gebruik en/of de weging van bepaalde klimaatjaren ter discussie stellen neerkomt op het ter discussie stellen van de resultaten van al de vorige adequacy studies van de TNB en ENTSO-E die dezelfde databank hebben gebruik. De CREG bevestigt dat de resultaten van deze studies eveneens in vraag kunnen worden gesteld. De inzichten van de CREG inzake de significante impact van de gebruikte klimaatjaren op de resultaten van de toereikendheidsstudies zijn er pas kunnen komen na het verkrijgen van gedetailleerde informatie over niet gepubliceerde resultaten van de Elia adequacy studie. Pas toen deze impact duidelijk werd heeft de CREG aan klimaatexperten gevraagd om de gevolgen van de klimaatverandering op de kans dat extreme koudegolven zich in de toekomst herhalen te onderzoeken.
- De FOD Economie stelt verder dat hetzelfde model om vraagprofielen te creëren (Trapunta) gebruikt werd in de MAF studie. De CREG heeft geen grondige kennis van dit Trapunta model, en stelt dit ook niet ter discussie. Het is evenwel belangrijk om correcte representatieve data in een model in te voeren om tot relevante resultaten te komen. Het gebruiken van een uitgebreide klimaatdatabank, zonder de effecten van de klimaatverandering in rekening te nemen, is voor de CREG niet begrijpbaar.
- De FOD verwijst naar artikel 7bis van de Elektriciteitswet dat voorziet in het gebruik van een LoLE en LoLE95, in afwezigheid van andere normen. Uit de definitie van de LoLE95 blijkt dat er moet rekening gehouden worden met statistisch uitzonderlijke jaren. De CREG merkt in eerste instantie op dat het criterium van de gemiddelde LoLE, en dus niet enkel het LoLE95-criterium, wordt gehanteerd in combinatie met uitzonderlijke jaren. Verder wordt het LoLE95 criterium ingevuld als de LOLE-waarde voor het 95^{ste} percentiel, wat neer komt op een situatie die gemiddeld eens in de 20 jaar voorkomt, terwijl de extreme klimaatjaren die de LoLE significant impacteren reeds meer dan 30 jaar geleden voorkwamen.
- De FOD Economie stelt tenslotte *“maatregelen ter bestrijding van klimaatverandering zijn lopend in heel Europa”*. De CREG betwijfelt of de maatregelen die Europa neemt voldoende kunnen zijn om de klimaatverandering, welke uiteraard een mondiaal probleem is, te stoppen en dan nog op korte termijn (want het betreft hier de bevoorradingszekerheid tussen nu en 2030). De CREG betwijfelt of dit laatste argument van de FOD Economie een antwoord biedt op de opmerkingen van de CREG inzake het gebruik van de klimaatjaren.
- Anderzijds geeft de FOD Economie ook aan om open te staan om wetenschappelijke elementen met betrekking tot de potentiële effecten van de klimaatverandering op de bevoorradingszekerheid in rekening te brengen.

— CREG —

De CREG hoopt dat de wetenschappelijke studie die de klimaatexperten van de VUB gemaakt hebben door de FOD economie aanvaard wordt en in rekening wordt gebracht bij een analyse van de bevoorradingszekerheid.

49. Wat is de impact van de factuur op de gezinnen, kmo's en grote bedrijven indien de CRM-kost gefinancierd wordt door de Elia-tarieven? Waar ligt het verschil tussen de tariefdragers 'verbruik' (kWh) en 'capaciteit' (kW)? Kan de CREG deze berekenen, zoals aangegeven in de commissie energie van 6 mei 2020? Wat is de impact van een eventuele degressiviteit voor elektro-intensieve gebruikers?

Zie bijlage 1 voor dit antwoord, aub.

2.8 QUESTIONS / VRAGEN VAN DE SP.A FRACTIE

50. De financiering van CRM via de ELIA-tarieven betekent dat de gezinnen en de bedrijven zullen bijdragen hieraan. In het verleden werd voor dit soort regelingen een degressiviteitsregeling ingevoerd om bedrijven enigszins te passeren. Heeft een dergelijke regeling nu enige kans van slagen aangezien EU ons reeds over andere regelingen op de vingers tikte?

De CREG verwijst naar de antwoorden die ze heeft geformuleerd op vragen nr. 6 en 10.

51. In hoeverre is de kost van CRM te vergelijken met de kost van een strategische reserve? Ook in de komende jaren wanneer we daarmee stoppen? Is er überhaupt nog een strategische reserve over op dat ogenblik? Met andere woorden is de verlenging van die piste een utopie of niet?

Er is een fundamenteel verschil in grootte-orde van kosten tussen strategische reserve en CRM. Dit kostenverschil is toe te schrijven aan de kenmerken van beide capaciteitsvergoedingsmechanismen :

- Bij de strategische reserve wordt enkel het tekort aan capaciteit gecontracteerd terwijl bij een marktbreed CRM alle capaciteit wordt vergoed.
- Strategische reserve wordt op jaarbasis gecontracteerd, enkel indien er een tekort aan capaciteit bestaat waardoor de betrouwbaarheidsnorm niet gehaald wordt. De voorziene marktbrede CRM bevat de mogelijkheid tot het contracteren over een periode van 15 jaar, wat uiteraard grotere zekerheden biedt voor de capaciteitsverstrekker, maar gepaard gaat met kosten die moeten worden gefinancierd over deze looptijd, onafhankelijk van het bestaan van een bevoorradingszekerheidsprobleem.
- Bij strategische reserve bestaan de kosten uit een reserveringskost (die betaald wordt voor de gecontracteerde capaciteit die daadwerkelijk beschikbaar is) en een activatieprijs (die enkel betaald wordt indien de strategische reserve daadwerkelijk geactiveerd wordt, wat tot op heden nooit gebeurde). De kost van een CRM wordt betaald in zoverre de capaciteit beschikbaar is.
- Bij strategische reserve gebeurt er een controle van de redelijkheid van de biedingen en dus van de kost, wat niet het geval is bij een marktbrede CRM.

Deze elementen maken dat de kost van een strategische reserve beduidend lager ligt dan de kost van een CRM.

— CREG —

Als alle productiecapaciteit in de markt blijft, dan blijft er enkel nog vraagzijdebeheer over om een nood aan strategische reserve in te vullen. Wel dient hierbij opgemerkt te worden dat de kans op een bevoorradingszekerheidsprobleem dan ook kleiner is.

De CREG merkt verder ook op dat de CREG samen met Elia, een ontwerp van een uitgebreidere vorm van strategische reserve bestudeerd hebben teneinde, indien nodig, de strategische reserve toe te laten om ook nieuwe investeringen aan te trekken.

52. Er werd een resolutie ingediend om de financiering van het CRM met ODVs via Elia te regelen. Op deze manier komt de kost van het CRM via de elektriciteitsfactuur rechtstreeks bij de consument terecht. 1 op 5 gezinnen heeft reeds te kampen met energiearmoede. Welke andere financieringsopties zijn er voorhanden en wat zijn de administratieve kosten/belemmering ervan?

De CREG verwijst naar de presentatie door de FOD Economie tijdens de hoorzitting in de Kamer met het Comité voor de opvolging van het CRM in december 2019. In deze presentatie worden enkele mogelijke pistes voor de financiering van het CRM opgesomd, onder meer de openbaredienstverplichting van Elia, waarvan de kosten worden afgewenteld in de transporttarieven (of via een tarieftoeslag).

Een andere voorgestelde optie was een heffing ten laste van de leveranciers.

Een derde optie bestond in een 'energiebijdrage', met name een nieuwe heffing, waarvan de basis nog moest worden vastgesteld (bijvoorbeeld een goed of een dienst).

Tijdens de presentatie door de FOD werden de voor- en nadelen van elke optie toegelicht, meer bepaald wat betreft de kostprijs voor de uitvoering en de werking ervan.



3 Bijlagen

3.1 BIJLAGE 1 – DE IMPACT OP DE ELEKTRICITEITSFACTUUR.

Hieronder vindt u een samenvatting van de nota met de simulaties van de impact op de elektriciteitsfactuur.

De CREG geeft een inschatting van de impact van de kost van een marktbrede CRM op de factuur van verschillende types consumenten, zoals de gezinnen, kmo's en grotere bedrijven. De CREG maakt hierbij een onderscheid tussen twee tariefdragers 'afname' (kWh) en 'capaciteit' (kW), waarbij wat betreft 'capaciteit' er twee opties worden voorgesteld.

De CREG wil opmerkingen dat de Europese Commissie toekijkt op de manier waarop de degressiviteit wordt berekend. De degressiviteit die momenteel wordt toegepast voor de offshore-toeslag lijkt niet meer aanvaard te worden. Bovendien is het moeilijk om deze degressiviteit, die berekend wordt op basis van de totale afgenomen MWh, toe te passen indien de tariefdrager een capaciteit is (kW).

De cijfers in deze nota zijn inschattingen op basis van de beschikbare elementen. De CREG heeft zich daarvoor gebaseerd op eerder rekenwerk dat ze in 2018 uitgevoerd heeft op vraag van de Minister van Energie.

In de berekeningen wordt een onderscheid gemaakt tussen bedrijven en gezinnen. Voor de bedrijven baseert de CREG zich op gegevens van de Elia-kanten en definieert de CREG drie typeklanten die respectievelijk gemiddeld 1000 GWh, 200 GWh en 25 GWh consumeren. Voor de KMO's baseert de CREG zich op het S12-profiel dat ongeveer 100 MWh consumeert (28.000 aansluitingen). De gezinnen, ten slotte, worden onderverdeeld tussen een normale dagafname, de zogenaamde S21-kanten (3,7 miljoen aansluitingen), en de gezinnen met vooral nachtafname, de zogenaamde S22-kanten (900.000 aansluitingen).

De berekeningen hebben, net zoals in de nota van 2018, een aantal tekortkomingen. Zo is het belangrijk te weten dat niet alle consumenten vallen onder de vier consumententypes in deze nota, wegens een gebrek aan goede data hierover. Bovendien houdt deze nota geen rekening met eventuele (gewenste) gedragsreacties. Deze gedragsreactie kunnen zeer belangrijk worden, zeker als de toeslag berekend wordt op het afgenomen piekvermogen tijdens schaarste.

Een belangrijke wijziging ten opzichte van het rekenwerk van 2018 is de ingeschatte kost. De CREG rekent in deze nota met vier inschattingen van de totale nominale jaarlijkse kost van een CRM. Dit betreft twee inschattingen onder het mechanisme van kostenbeperking dat de CREG voorstelt (11 en 107 miljoen euro per jaar), en twee inschattingen zonder dit mechanisme van kostenbeperking dat de FOD/Elia voorstelt (614 en 940 miljoen euro per jaar) en dat door de Minister aan de Europese Commissie is voorgesteld.

De maximale kosten bij het toepassen van het mechanisme van kostenbeheersing kunnen voordat de veiling plaatsvindt volledig ingeschat worden, omdat ze het resultaat zijn van de simulaties die op voorhand uitgevoerd worden. Dit is niet het geval indien het mechanisme van kostenbeperking niet wordt toegepast. Het gaat dan immers om ex-ante inschattingen en deze kunnen uiteindelijk lager of nog hoger liggen dan hier door de CREG ingeschat.

— CREG —

- Mechanisme van kostenbeperking: de kost van het CRM mag de kost van het bevoorradingsprobleem niet overschrijden (CREG-voorstel 2064, maximale kostprijs wordt op voorhand bepaald):
 - **Budget A1**: de kost met een VoLL = 2.300 €/MWh⁵ met een vermeden EENS van 3,6 GWh = **11 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de lage inschatting in 2030 onder het mechanisme van kostenbeperking
 - **Budget A2**: de kost met een VoLL = 5.300 €/MWh met een vermeden EENS van 19,3 GWh = **107 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de hoge inschatting in 2025 onder het mechanisme van kostenbeperking
- Geen mechanisme van kostenbeperking (FOD/Elia-voorstel, kostprijs enkel na veiling vast te stellen):
 - **Budget B1**: de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie: **614 miljoen euro per jaar**
 - **Budget B2**: de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie en rekening houdende met de veilingresultaten in Polen en Ierland: **940 miljoen euro per jaar**

De onderstaande tabellen geven per afnamecategorie een synthese van de nominale impact van een marktbrede CRM op de elektriciteitsfactuur, zonder degressiviteit mee te rekenen.

gemiddelde afname: 1.000.000 MWh	kostprijs ZEER GROTE INDUSTRIE - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
energie (per MWh)	159.076	1.547.372	8.879.315	13.593.739	€/jaar
afnamepiek (per kW)	132.287	1.286.791	7.384.015	11.304.518	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	82.907	806.460	4.627.723	7.084.787	€/jaar

gemiddelde afname: 200.000 MWh	kostprijs GROTE INDUSTRIE - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
energie (per MWh)	31.815	309.474	1.775.863	2.718.748	€/jaar

⁵ Deze VoLL moet nog bepaald worden. De methodologie hiervoor wordt momenteel besproken door de Europese regulatoren binnen Acer. Een beslissing wordt verwacht tegen ten laatste begin augustus 2020. De VoLL kan bijgevolg nog wijzigen. De VoLL van 2.300 €/MWh is een lage inschatting en gebaseerd op de VoLL die het Planbureau inschat voor de gezinnen. De VoLL van 5.300 €/MWh is een hoge inschatting en gebaseerd op de VoLL die CEPA in opdracht van ACER inschat voor de gezinnen.

— CREG —

afnamepiek (per kW)	30.215	293.905	1.686.520	2.581.969	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	11.692	113.731	652.623	999.129	€/jaar

gemiddelde afname: 25.000 MWh	kostprijs KLEINE INDUSTRIE - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
energie (per MWh)	3.977	38.684	221.983	339.843	€/jaar
afnamepiek (per kW)	3.473	33.782	193.852	296.777	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	2.210	21.498	123.365	188.864	€/jaar

aantal: 28.000 gemiddelde afname: 100 MWh	kostprijs KMO - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
energie (per MWh)	16	155	888	1.359	€/jaar
afnamepiek (per kW)	17	165	949	1.452	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	17	164	939	1.437	€/jaar

aantal: 3,56 miljoen		kostprijs GEZINNEN DAGVERBRUIK - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
gemiddelde afname: 3,5 MWh		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
	Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
exclusief BTW	energie (per MWh)	0,6	5	31	48	€/jaar
	afnamepiek (per kW)	0,7	7	39	60	€/jaar
	volatiele afnamepiek (per kW)	1,0	10	57	87	€/jaar
inclusief BTW (21%)	energie (per MWh)	0,7	7	38	58	€/jaar
	afnamepiek (per kW)	0,9	8	47	73	€/jaar
	volatiele afnamepiek (per kW)	1,2	12	68	105	€/jaar

— CREG —

aantal: 900.000

gemiddelde afname: 5,2
MWh

		kostprijs GEZINNEN NACHTVERBRUIK - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
	Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
exclusief BTW	energie (per MWh)	0,8	8	47	71	€/jaar
	afnamepiek (per kW)	0,8	7	43	66	€/jaar
	volatiele afnamepiek (per kW)	0,5	5	26	40	€/jaar
inclusief BTW (21%)	energie (per MWh)	1,0	10	56	86	€/jaar
	afnamepiek (per kW)	0,9	9	52	80	€/jaar
	volatiele afnamepiek (per kW)	0,6	5	32	48	€/jaar

— CREG —

3.2 BIJLAGE 2 – HET MECHANISME VAN KOSTENBEPERKING IN HET CREG-VOORSTEL

De CREG heeft voorstelbevoegdheid over de parameters voor de volumebepaling van het aan te kopen volume (zie CREG-voorstel 2064⁶). In dat voorstel heeft de CREG het principe gehanteerd dat de kost van de aankoop van capaciteit niet hoger maar zijn dan de kost van het (verwachte) probleem inzake bevoorradingszekerheid.

Om de kost van het verwachte probleem van de bevoorradingszekerheid te kunnen berekenen zijn twee gegevens nodig:

- de hoeveelheid energie die men verwacht af te schakelen wegens een tekort aan capaciteit, aangeduid met Expected Energy Not Served (EENS uitgedrukt in MWh/jaar).
- de waarde van die energie voor de consument die afgeschakeld wordt: aangeduid met Value of Lost Load (VoLL uitgedrukt in EUR/MWh).

De vermenigvuldiging van die twee gegevens geeft de totale kost van het verwachte probleem voor een bepaald jaar.

De EENS is het resultaat van de simulaties die men doet in een *resource adequacy assessment*.

De VoLL van een afschakeling moet geschat worden. Gezien bij benadering vooral huishoudelijke klanten worden getroffen door een afschakeling, kan de VoLL van de huishoudens gebruikt worden als een benadering van de VoLL van een afschakeling. In het CREG-voorstel 2064 hanteert de CREG hiervoor een schatting van het Planbureau (2.300 euro/MWh) en van ACER (5330 euro/MWh). Pro memorie: de gemiddelde elektriciteitsprijs zit tussen 40 en 50 euro/MWh.

De Belgische overheid heeft ook een VoLL bepaald. Ze baseert zich hiervoor op dezelfde studie van het federale Planbureau en komt tot een VoLL van 23.000 euro/MWh. De redenering om tot deze hoge VoLL te komen is echter inconsistent en verkeerd; dit wordt omstandig uiteengezet in bijlage 4.

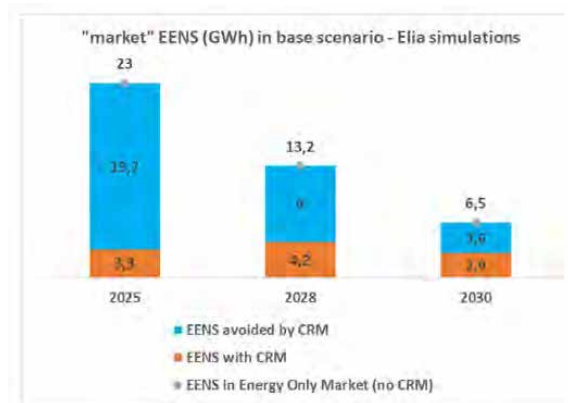
Indien er een CRM ingevoerd wordt om de verwachte afgeschakelde energie te verminderen, zal er toch steeds nog een afschakeling verwacht worden. Niet alle te verwachten afgeschakelde energie wordt immers vermeden.

Elia heeft in haar studie van juni 2019 de verwachte afgeschakelde energie gesimuleerd. De CREG heeft ook de gegevens opgevraagd over de verwachte afgeschakelde energie die met een CRM niet vermeden zal worden (deze gegevens werden niet gepubliceerd in de studie van Elia). De onderstaande figuur geeft deze gegevens voor een basisscenario. Let wel, dit zijn de gegevens op basis van de studie van Elia; deze studie overschat volgens de CREG het probleem met de bevoorradingszekerheid, dus in werkelijkheid zal de verwachte afgeschakelde energie nog kleiner zijn. Deze figuur is ook opgenomen in het CREG-voorstel 2064 over de volumebepaling (zie pagina 34).

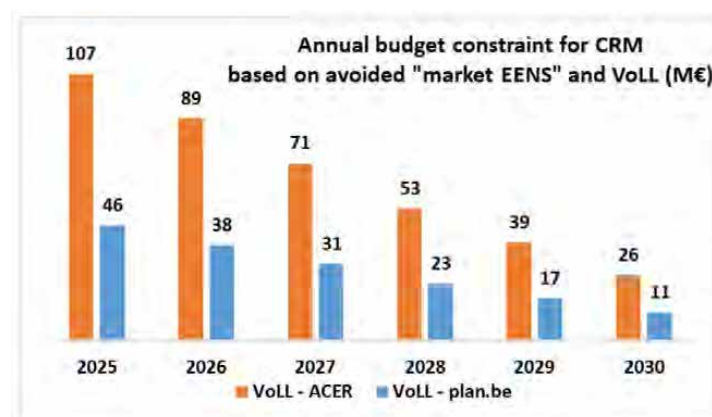
Wat opvalt is dat er verwacht wordt dat het probleem met de bevoorradingszekerheid sterk afneemt. Voor 2030 wordt er door Elia verwacht er nog nauwelijks 6,5 GWh wordt afgeschakeld, tegenover 23 GWh in 2025. De vermeden afgeschakelde energie (blauwe balkjes) daalt van 19,7 GWh naar 3,6 GWh. Bemerk dat een CRM in 2030 nog slechts ongeveer de helft van de afgeschakelde energie kan vermijden.

⁶ <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Propositions/E2064NL.pdf>

— CREG —



Het CRM mag dan niet meer kosten dan de kost van de *vermeden* afgeschakelde energie. In 2025 is dat 19,7 GWh vermenigvuldigd met de VoLL. De onderstaande figuur geeft de kosten van de vermeden afgeschakelde energie (voor de jaren 2026, 2027 en 2029 wordt er geïnterpoleerd). Deze figuur is ook opgenomen in het CREG-voorstel 2064 over de volumebepaling (zie pagina 38).



De vermeden kost door het invoeren van een CRM varieert dan tussen 11 en 107 miljoen euro per jaar.

Het is belangrijk op te merken dat deze budgetbeperkingen berekend zijn op basis van de Elia-simulaties. De CREG heeft heel wat bedenkingen wat betreft deze simulaties, zoals het niet in rekening brengen van alle bestaande capaciteit, de klimaatjaren, het meerekenen van reserves, de prijsvorming,... waardoor de afgeschakelde energie in realiteit gevoelig lager zal zijn en waardoor de vermeden kost nog lager ingeschat moet worden.

— CREG —

3.3 BIJLAGE 3 – SCARCITY PRICING

In het huidige prijsmechanisme vergoedt de elektriciteitsprijs enkel de capaciteit die daadwerkelijk elektriciteit produceert. Een elektriciteitssysteem heeft echter niet enkel capaciteit nodig die elektriciteit produceert, maar heeft ook ten allen tijde voldoende reserves nodig om vraag en aanbod in reële tijd continu in evenwicht te houden, ook als er onverwachte schommelingen optreden (in zowel vraag als aanbod). Deze reservecapaciteit wordt momenteel in een aparte veiling aangekocht en vergoed.

Met scarcity pricing wordt er één prijs gevormd die zowel de energie als de beschikbare productiecapaciteit vergoedt, zoals ook door de Europese Commissie gevraagd in haar opinie over het Belgische Implementatieplan (ingediend in kader van de notificatie voor de invoering van een CRM). De elektriciteitsprijs zal op die manier de reële nood aan capaciteit (productie + reserves) reflecteren. Bovendien wordt voorzien in een systeem dat bij schaarste aan capaciteit, de vergoeding van de capaciteit stijgt en zo de reële waarde van de capaciteit beter gereflecteerd wordt.

Het prijsmechanisme van scarcity pricing is gericht op een correcte prijszetting in reële tijd. Alle andere markten worden beschouwd als forwardmarkten (op korte en langere termijn), die een verwachting uitdrukken van de prijs die in reële tijd tot stand zal komen. Zo is ook de day ahead en intraday markt te beschouwen als een forward markt voor de volgende dag.

In een goed werkende markt, kunnen marktspelers geaggregeerd en gemiddeld goed voorspellen wat de elektriciteitsprijs in reële tijd zal zijn. In België is dat het geval: de gemiddelde prijs op de day ahead markt ligt dicht tegen de gemiddelde onevenwichtsprijzen (in reële tijd), ook al zijn de prijsmechanismen in reële tijd en op de day ahead markt fundamenteel verschillend. Er gebeurt dus een efficiënte arbitrage tussen reële tijd en day ahead, waarbij er kan besloten worden dat er een “back propagation” of terugkoppeling is van de prijs in reële tijd naar de prijs in day ahead.

Deze “back propagation” is een belangrijk element, omdat op die manier de schaarsterente in het mechanisme van scarcity pricing teruggekoppeld zal worden naar de day ahead markt. En gezien de day ahead markt een referentiemarkt is voor de forward markt, zal dit ook terugkoppelen naar de forward markten. Op die manier wordt de impact van scarcity pricing doorgerekend in de economische waardering van capaciteit.

Het mechanisme van scarcity pricing dat de CREG voorstelt is de Operating Reserve Demand Curve (ORDC) en wordt gehanteerd in de Verenigde Staten (Texas) en wordt momenteel geïmplementeerd in PJM, een regionale transmissie-organisatie die zich uitstrekt over 13 Staten van de VS. Een dergelijk systeem is in Europa nog niet ingevoerd.

De impact op de gebruiker is moeilijk te voorspellen. De Universiteit van Louvain-La-Neuve (UCL) heeft in opdracht van de CREG verschillende studies uitgevoerd, met onder meer een inschatting op de elektriciteitsprijs. Indien er structureel schaarste is, kan de impact oplopen tot 6 euro/MWh waardoor de rentabiliteit van gascentrales sterk verbeterde. Indien er geen schaarste is, valt de impact terug tot nagenoeg nul euro. Indien er schaarste wordt verwacht in 2025, zoals Elia stelt in haar simulaties, dan zal de impact van scarcity pricing significant zijn.

De prijsimpact wordt per kwartier berekend en is een functie van de kans op een afschakeling (Loss of Load Probability of LOLP) en de kost van een dergelijke afschakeling (VoLL). Dit zal resulteren in meer frequente periodes van hogere prijzen, maar tegelijkertijd verwacht de CREG dat de prijzen minder sterk zullen pieken, wegens de prikkel om meer piekcapaciteit aan te houden. Bovendien heeft het scarcity pricing mechanisme een ingebouwde “pay for performance” aspect, wat een belangrijk

— CREG —

verschil is met een capaciteitsmechanisme. Het mechanisme is ook technologie-neutraal en vraagbeheer kan in reële tijd vergoed worden om capaciteit te beschikbaar te hebben.

Binnen de huidige Europese regelgeving is het mogelijk om scarcity pricing zoals de CREG voorstelt in één enkele prijszone te implementeren, zonder dat dit een nadelig effect heeft op de marktkoppeling in day ahead en intraday. Dat is te verklaren doordat scarcity pricing enkel een directe impact heeft op de prijsvorming in reële tijd (de impact op intra day, day ahead en forward markten is indirect, namelijk via arbitrage – zie boven). Die prijsvorming in reële tijd is nu al verschillend in de verschillende landen binnen de CWE en daarbuiten, terwijl deze landen in de day ahead marktkoppeling zitten. Ook wanneer de prijsvorming in reële tijd in de verschillende landen geharmoniseerd zal zijn, naar aanleiding van de inwerkingtreding van Verordening EU 2017/2195 tot vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalancering, is een nationale toepassing van scarcity pricing mogelijk.

Op basis van de eerdere studies van UCL berekent Elia sinds eind vorig jaar 2019 in een parallel run de prijzen zoals die tot stand zouden komen bij scarcity pricing. UCL zal een vierde en laatste studie afronden tegen einde van dit jaar. In 2021 kan dan de implementatie voorbereid worden om het nieuwe prijsmechanisme in te voeren op 1 januari 2022, zoals gevraagd door de Europese Commissie.

Volgens een juridische analyse door de CREG is de CREG bevoegd inzake het beslissen over het scarcity pricing mechanisme.



3.4 BIJLAGE 4 – OVER DE WAARDE VAN DE AFGESCHAKELDE ENERGIE (VALUE OF LOST LOAD (VoLL))

Summary: a correct estimation of the VoLL would lead to a value significantly under 10.000 euro/MWh, leading to a LoLE-target that is significantly higher than 6 hours. Pro memorie, the current LoLE-target is 3 hours.

The European Commission has asked the Belgian authorities several questions regarding the notification file to implement a market-wide capacity mechanism. This question refers to article 25(3) of the Electricity Regulation, which addresses the reliability standard. The European Commission asked for an indication of the value of lost of load (VoLL), the cost of new entry (CoNE) and the expected energy not served (EENS).

Entso-E proposes to calculate the reliability standard as :

“LoLE-target = CoNE / VoLL”

This is the result of a welfare optimisation where costs and benefits are both taken into account (but, importantly, without taking the distributive effect into account of the transfer from consumers to producers).

In this respect, the estimation of the VoLL plays an important role.

In its answer, the federal administration for Energy proposes a VoLL of 23.300 €/MWh. For this VoLL, the Minister relies on a study by the Federal Planning Bureau from 2017⁷ (hereafter “the 2017 study”), which in its turn relies on a study from 2014 by the same Bureau⁸ (hereafter “the 2014 study”).

In the Monitoring Committee, the CREG expressed its concern with this VoLL estimation and could not agree with this. However, the other members of the Committee did not reacted to this opposition. Hereunder, the CREG wants to give its comments on the estimation of VoLL, on the methodology and on the assumptions that are used.

This explanation has two parts.

The first part explains why the fundamental assumptions that the Federal Planning Bureau applied in the 2017 study are not in line with the existing legislation and practices. If one would apply the existing legislation on the data in the 2014 study, it is clear that this would result in a much lower VoLL. Consequently, a lower VoLL leads to a higher LoLE-target. This would mean that the reliability standard would be relaxed, resulting in the fact that Belgium does not face an adequacy concern any more, if one would take the results from Elia’s Flexibility and Adequacy study of June 2019, also after 2025.

The second part shows that even if one would accepts the assumptions of the Federal Planning Bureau that are used to come to a VoLL of 23.300 €/MWh, this would lead to the conclusion that there is more than sufficient demand response in the EOM to assure adequacy also after 2025.

⁷ See https://www.plan.be/uploaded/documents/201709280927450.Addendum_CBA.pdf

⁸ See https://www.plan.be/uploaded/documents/201403170843050.WP_1403.pdf

— CREG —

In both approaches, there is no resource adequacy concern in Belgium, which means that introducing a market-wide CM in Belgium is not justified.

3.4.1 What is the VoLL for adequacy when applying the current legislation and practices while relying on the study of the Federal Planning Bureau?

The VoLL in the context of adequacy should reflect the likely cost of a force load disconnection. This is also supported by EntsoE in article 8.1 from their proposal for a methodology to estimate the VoLL⁹.

According to article 2.9 of Regulation 2019/943, the VoLL is the willingness to pay (WTP) to avoid a forced disconnection.

If there is a forced disconnection of consumers due to adequacy, there is the possibility to pre-notify consumers of a disconnection well in advance (up to 12 to 24 hours), lowering the cost for consumers that suffer from such a forced disconnection.

The assessment by the Federal Planning Bureau of the VoLL (2014 study) uses the WTP but does not take into account the fact consumers will be pre-notified (adequacy problems can be foreseen several hours to days before it happens). If pre-notification would be taken into account, this would lead to a lower VoLL.

According to article 11.6.b of Regulation 2017/2196 (NC Emergency & Restoration), a load disconnection plan (a system defence plan) needs to be economically efficient. In Belgium, this is already the case. The Belgian Minister of Energy approved on 19.12.2019 the system defence plan proposed by the Belgian TSO Elia according to the European NC E&R. The system defence plan includes the manual demand disconnection procedure in line with article 22 of the European NC E&R. The manual demand disconnection procedure affects only distribution grids with a connection of less than 30 kV to the transmission grids in primarily rural areas. Industrial and power plants are excluded in the manual disconnection procedure as well as the Brussels capital region, capital cities of the provinces and city centres of at least 50.000 inhabitants. Consequently, the manual disconnection procedure affects almost exclusively households.

The Federal Planning Bureau has -in its 2014 study- published the VoLL of households. This VoLL is shown in the last row of table 3 of the study (which has been copied in this document – see below), indicated with “gezinnen”. The VoLL of households is 2.300 €/MWh and is by far the lowest of all consumer types (if pre-notification would be taken into account, this would lead to an even lower VoLL).

Given that the system defence plan affects almost exclusively the consumer types with the lowest VoLL, the approved manual disconnection procedure follows the requirement of art. 11 (6) by minimising the VoLL of manual demand disconnection and excluding the consumers with the highest VoLL e.g. industrial and power plants. In this sense, the Belgian manual demand disconnection plan is developed in order to minimise the overall costs of involuntary disconnection in order to guarantee system stability as well as adequacy.

⁹ See article 8(1) “(...) The single VoLL estimate should represent the most likely cost of an adequacy outage, during which the different categories of consumers may be affected in different proportions.” https://consultations.entsoe.eu/entso-e-general/proposal-for-voll-cone-and-reliability-standard-me/supporting_documents/191205_Methodology%20for%20VoLL%20CONE%20and%20reliability%20standard_public%20consultation.pdf

— CREG —

Since it is technically not feasible to selectively disconnect consumers on distribution grids, small services (e.g. bakeries) and small enterprises in the concerned primarily rural area are also disconnected while – of course- high priority consumers like hospitals are excluded (though hospitals are not typically located in less than 30 kV rural areas). Hence, the system defence plan will also include some other consumer types. These consumer types will have a higher VoLL, increasing the average VoLL when there is an adequacy concern leading to manual disconnection.

On the one hand, including pre-notification should lower the VoLL estimated by the Federal Planning Bureau. On the other hand, not only households will be affected during an adequacy crisis, but also consumers with a higher VoLL.

To conclude, one could expect the VoLL during scarcity to lie around 2.300 €/MWh. Importantly, in this context, even if the VoLL is much higher than 2.300 €/MWh, for example 5.330 €/MWh (as in the CEPA study done for Acer – see annexe 2), with a CoNE of 50.000 – 80.000 €/MWh (the range proposed by Belgium in the answer to the EC), this leads to a LoLE-target of 10 hours or higher.

The Elia simulations lead to an average LoLE of about 10 hours in 2025, decreasing to 6 hours in 2030. If strategic reserves are taken into account, which is a mandatory step to take if one wants to implement a market-wide CM, the LoLE from the Elia simulations is lowered to 3 to 6 hours.

The conclusion is that a VoLL calculated based on the current legislation and practice (which minimizes the cost of involuntary load shedding during an adequacy crisis) and based on the data of the 2014 study from the Federal Planning Bureau, this will lead to a LoLE-target that is higher than the simulated LoLEs by Elia for the period 2020-2030, a fortiori when strategic reserves are included. Therefore, there is no justification to introduce a market-wide CM for Belgium at this moment, if one bases its LoLE on the 2014 study from the federal Planning Bureau and if one uses the CoNE range of 50.000-80.000 €/MW that the Belgian state proposes.

Tabel 3 VOLL voor een 1 uur durende panne op een typische winterdag in België

NACE	Niet-geleverde elektriciteit (GWh)	Schade (mio €)	VOLL (€/kWh)
A	0,18	2,1	11,7
BDE	0,72	2,0	2,7
C	6,52	57,8	8,9
F	0,23	2,8	12,0
GHI	1,47	6,2	4,2
J	0,09	1,6	19,3
K	0,28	5,1	17,9
LMN	0,77	17,0	22,2
OPQRS	1,41	18,1	12,8
Gezinnen	2,67	6,2	2,3
Totaal	14,35	118,9	8,3

Bron: Black-out Simulator (2014).

Source: federal Planning Bureau (2014 study)



3.4.2 What if the assumptions of the Federal Planning Bureau to come to a VoLL of 23.300 €/MWh are accepted?

We would like to highlight the importance of the assumptions (and its consequences) that are used to come to a VoLL of 23.300 €/MWh.

In the answer to question 5, reference was made to a study of the Federal Planning Bureau from 2017. In this 2017 study, the VoLL of 23.300 €/MWh is presented in one paragraph.

“The Value of Lost Load is not a static concept, it is dynamic and not straightforward to determine. Devogelaer (2014) estimated the cost of a 1h blackout for the Belgian economy during a winter working day to be 120 M€, which is equivalent to a VoLL of 8.3 €/kWh²⁶. In the calculations made by DECC, however, the ‘average’ VoLL is not taken into consideration. They chose to exclude some categories that are or should be able to participate in the reserve market through demand side response or else be able to change their electricity use in response to price signals (price-sensitive demand). Large commercial and industrial consumers are therefore not included in their reliability calculation. With this in mind, the Belgian VoLL was recalculated by excluding a number of sectors (ex. manufacturing). A weighted average VoLL at times of winter peak demand then is estimated to amount to 23.3 €/kWh.”

To obtain the VoLL in case of an adequacy concern, one should identify which consumers are likely to be disconnected during scarcity. To do this, the Federal Planning Bureau does not rely on the system defence plan, but makes the distinction between price-sensitive and price-insensitive demand and considers that price-sensitive consumers will not be disconnected during scarcity, because they will already have stopped their consumption because prices will hit the market price cap during scarcity (which should be higher than the highest VoLL). According to this definition of the Planning Bureau, only price-insensitive demand can be disconnected during scarcity.

In the 2017 study there is no precise information on what type of consumers are excluded, nor what volume this represents. The CREG asked the author of the study for more details and received a written explanation. The author of the study explained that a consumer type is considered as price-insensitive when it has a VoLL higher than 15.000 €/MWh, while all consumer types with a VoLL lower than 15.000 €/MWh are considered to be price-sensitive. No further information is given regarding this approach.

By this approach, the Federal Planning Bureau does not take into account that, according to the system defence plan, it will be mostly households, the consumer type with the *lowest* VoLL (and according to its own 2014 study, 6 times lower than the cut-off value of 15.000 €/MWh), that will be disconnected involuntarily during an adequacy crisis.

Consequently, the Federal Planning Bureau calculates the VoLL of price-insensitive demand at 23.300 €/MWh, based on the VoLL per consumer type from the 2014 study, ignoring the low VoLL of households.

Importantly, according to the Federal Planning Bureau, the total volume of price-sensitive consumers (with a VoLL lower than 15.000 €/MWh) make up 89% of total peak demand, whereas the price-insensitive consumers (with a VoLL higher than 15.000 €/MWh) make up the remaining 11%. This means that to come to a very high VoLL of 23.300 €/MWh, one needs to consider 89% of consumers to be price-sensitive in the sense that they cannot be disconnected (and hence cannot cause VoLL) because they are simply not consuming anymore during scarcity, because they already reacted on the price spikes during scarcity.

— CREG —

However, these price-sensitive consumers should then be included in the resource adequacy assessment as demand side response (DSR). This is also supported by EntsoE in article 8.2 in their proposal for a methodology to estimate the VoLL¹⁰. But having 89% of peak consumption as DSR capacity in the resource adequacy assessment implies there can be no adequacy concern whatsoever.

Also, from the decision by the EC on the UK CRM¹¹, one can read the following statement (point 254): *"(...) For the foreseeable future, it is unlikely that consumers will systematically manage their consumption in response to scarcity signals from the markets, so that the public good character of a secure electricity supply will persist."* Mutatis mutandis, one can derive from this statement that if consumers will systematically manage their consumption in response to scarcity signals from markets, as is the assumption of the Federal Planning Bureau for 89% of peak consumption, the public good character of a secure electricity supply is lost and state intervention loses its legitimacy in a liberalised market.

Conclusion: if one would accept the VoLL of 23.300 €/MWh, one should also accept the assumptions on which the calculation is based on. These assumptions lead to 89% of consumption that will react to scarcity signals implying there can be no adequacy concern whatsoever.

3.4.3 Conclusion

Applying the methodology to come up with a VoLL of 23.300 €/MWh is inconsistent with European regulation regarding the obligation to implement an economically efficient defence plan and is inconsistent with the existing and recently approved defence plan for Belgium. This economically efficient defence plan leads to a VoLL that is considerably lower than 10.000 €/MWh and could be even lower than 5.000 €/MWh leading to a LoLE-target that is higher than 10 to 16 hours, given the CoNE range of 50.000-80.000 €/MW that was proposed in the answer to the European Commission. All Elia simulations in the base case of the adequacy and flexibility study of Elia have LoLE-values at or under 10 hours, and at or under 6 hours when strategic reserves are considered.

If a VoLL of 23.300 €/MWh and its underlying assumptions are nevertheless accepted, this should clearly lead to a rejection of the need for a market-wide CM, given that this implies that 89% of consumption will react on prices and stop consuming once prices increase above 15.000 €/MWh leading to the conclusion that there will never be an adequacy concern.

¹⁰ See article 8(2) "(...) In particular, price-elastic consumers that are not considered to suffer EENS – as they are considered as DSR in the resource adequacy assessments – should be excluded from the single VoLL estimate calculation." https://consultations.entsoe.eu/entso-e-general/proposal-for-voll-cone-and-reliability-standard-me/supporting_documents/191205_Methodology%20for%20VoLL%20CONE%20and%20reliability%20standard_public%20consultation.pdf

¹¹ https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases1/201945/278880_2105752_352_2.pdf



**3.5 BIJLAGE 5 : BRIEF VAN DE CREG AAN ELIA VAN 9 APRIL 2020 EN
HET ANTWOORD VAN ELIA VAN 11 MEI 2020**



Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas

ELIA TRANSMISSION BELGIUM NV
De heer C. Peeters
Chief Executive Officer
De heer P. De Leener
C.O. Customers, Market & System
Keizerslaan 20
1000 BRUSSEL

Per e-mail

Directie
Technische werking van de markten

Brussel
09.04.2019

Uw kenmerk

Ons kenmerk
2020/T058/V148-CDC04.09
ATI/BDW/WGO

Contactpersoon

Bart De Waele
+32 2 289 76 75
bdw@creg.be

Vraag betreffende opmerkingen op de adequacy assessment

Geachte heren,

Op 24 maart 2020 keurde de CREG voorstel 2064 goed over de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, met toepassing van artikel 25(4) van de Verordening (EU) 2019/943.

In dit voorstel wordt er in hoofdstuk 4 ook een methodologie voorgesteld om het benodigde volume te bepalen. De CREG stelt voor om de methodologie die momenteel op Europees niveau wordt voorbereid toe te passen. In afwachting dat deze Europese methodologie goedgekeurd en gepubliceerd is, stelt de CREG een methodologie voor die gebaseerd is op deze die werd gebruikt voor de Elia studie van juni 2019 "Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030". De CREG stelt voor dat deze methodologie van de Elia-studie aangevuld wordt en rekening houdt met de opmerkingen die de CREG gemaakt heeft in haar studie n°1957¹. Voor de argumentatie voor deze aanpassingen wordt verwezen naar voornoemde CREG-studie. Tevens wordt een niet-exhaustieve lijst van de aanpassingen gegeven (zie §90 van voorstel 2064) en somt de CREG twee bijkomende aanpassingen op (zie §91 van voorstel 2064).

¹ Zie CREG-studie 1957: <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F1957EN.pdf>

De CREG vraagt aan Elia om een haalbaarheidsanalyse uit te voeren van de hierboven genoemde aanpassingen die de CREG voorstelt aan haar methodologie. Meer specifiek wenst de CREG minstens van elke opgesomde maatregel in §§ 90-91 van voorstel 2064 wat de tijdshorizon is dat deze aanpassing kan geïmplementeerd worden. Indien deze implementatie langer dan één maand duurt, wenst de CREG tevens de reden te kennen waarom de aanpassing niet sneller kan gebeuren.

De CREG wenst deze haalbaarheidsanalyse te ontvangen tegen uiterlijk 9 mei 2020.

Wij wensen u goede ontvangst hiervan en tekenen inmiddels,

Hoogachtend,



Andreas TIREZ
Directeur



Koen LOCQUET
Wvd. Voorzitter van het Directiecomité

Evelyn Wyns

Van: Damilot Julien <Julien.Damilot@elia.be>
Verzonden: 11 May 2020 08:57
Aan: Post
CC: De Leener Patrick; Regulatory Affairs
Onderwerp: Ltrr à CREG_Opmerkingen adequacy assessment

Officiële briefwisseling verstuurd tijdens de periode van het coronavirus**CREG**

De heer Koen Locquet
 Waarnemend Voorzitter van het Directiecomité
De heer Andreas Tirez
 Directeur voor de technische werking van de elektriciteitsmarkt

Nijverheidsstraat, 26-38

1040 BRUSSEL

MET VERWACHTONTVANGSTBEWIJS

Brussel, 11 mei 2020

O/Ref.: 20200511/PRA/Y2.613/BDC

U/Ref.: 2020/T058/V148-CDC04.09
 ATI/BDW/WGO

Betreft : Uw vraag betreffende opmerkingen op de adequacy assessment

Geachte Voorzitter,
 Geachte Directeur,

We hebben uw brief van 9 april jl., waarin u verwijst naar uw voorstel 2064 inzake de methodologie voor de bepaling van de parameters waarmee de hoeveelheid in het kader van het capaciteitsmechanisme aangekochte capaciteit wordt bepaald, in goede orde ontvangen.

In tussentijd werden Elia en de CREG, als leden van het opvolgingscomité van de CRM, op 20 april geïnformeerd door de AD Energie van de FOD Economie (AD Energie) van hun advies en finaal voorstel voor bovenvermelde methodologie ter bepaling van het benodigde volume.

We stellen daarbij vast dat de door de CREG voorgestelde aanpak, zoals geformuleerd in het betreffende hoofdstuk 4 van voorstel 2064, niet weerhouden is door de bevoegde overheden in de finale voorgestelde methodologie. Hiervoor verwijzen we naar sectie "2.1 Hoofdstuk 4 van het eindvoorstel", op pagina's 6-9 van het publieke advies van de AD Energie^[1].

Voorts ontvingen zowel Elia als de CREG op 20 april jl. de instructie van de overheden om het noodzakelijk werk ter voorbereiding van de eerste CRM-veiling in 2021 op te starten, en dit, met respect van de secundaire wetgeving

zoals geïntroduceerd (bij de Europese Commissie). In dit geval dus het finale voorstel zoals weerhouden door de AD Energie.

Elia is dan ook ingegaan op het verzoek van de Minister en de AD Energie en heeft aldus met het opvolgingscomité de eerste besprekingen terzake gehouden. Op verzoek van de CREG werd bovendien een additioneel, bilateraal overleg georganiseerd op 4 mei jl. Deze interacties hebben geleid tot een aantal aanpassingen in de documenten voorafgaand aan de publieke consultatie over de data, scenario's en sensitiviteiten. Zoals ook besproken, werd deze publieke consultatie ondertussen gelanceerd op 5 mei jl.

De bepaling of er een nood aan (additionele) capaciteit is, wordt echter georganiseerd in een ander kader dan de bepaling van het volume voor de CRM, met name in de tweejaarlijkse studie zoals voorzien in artikel 7bis, §4bis van de elektriciteitswet. De opmerkingen van de CREG terzake zijn reeds voorwerp van overleg en discussie geweest. We verwijzen hiervoor ook naar de opmerkingen en positie van de bevoegde entiteit inzake bevoorradingszekerheid, i.e. de AD Energie en de Minister van Energie^[2].

Het lijkt dan ook aangewezen om de AD Energie en het Federaal Planbureau te betrekken bij de besprekingen inzake de nood aan capaciteit. Dit is trouwens reeds voorzien. We verwijzen hiervoor naar de communicatie per e-mail van 16 maart jl. waarin Elia de intentie heeft toegelicht om de AD Energie, het Federaal Planbureau en de CREG te betrekken bij de volgende adequacy studie, zoals voorzien in artikel 7bis, §4bis van de elektriciteitswet.

Deze interactie vindt idealiter plaats eens de Europese methodologieën goedgekeurd zijn en aldus het verdere kader definiëren voor de nationale studies. De methodologische evoluties zullen in dat kader, in samenspraak met de werkgroep, geanalyseerd worden op hun noodzakelijkheid, wenselijkheid, haalbaarheid en eventueel andere criteria om een coherente en state-of-the art studie te kunnen opleveren, conform het vigerende wettelijke en regulatoire kader.

We onderlijnen en herhalen aldus dat het steeds de intentie is van Elia om in dialoog met de CREG, de AD Energie en het Federaal Planbureau deze discussies te organiseren. We wensen hierbij geen voorafnames te doen aan eventuele evoluties en maximale coherentie te voorzien tussen de nationale en Europese studies en methodologieën.

Uiteraard staan we steeds ter beschikking voor verdere vragen of toelichting.

Met vriendelijke groeten,

Julien Damilot
Manager Public & Regulatory Affairs

Patrick De Leener
C.O. Customers, Market & System

Julien Damilot
Public & Regulatory Affairs

T +32 2 546 73 31
M +32 472 92 73 82

Elia Transmission Belgium
Boulevard de l'Empereur 20 • 1000
Bruxelles



Elia Transmission Belgium
Keizerslaan 20 • 1000 Brussel • Belgium

elia.be



This message and its attachments may contain confidential information protected by intellectual property rights or other rights & is strictly for the exclusive use of the intended recipient. It is strictly prohibited to copy, alter or disclose this message or its contents to any other person without Elia's prior consent. If you are not the intended recipient of this message, please inform the person who sent it and delete the message from your system. Elia is not liable for any direct or indirect damage arising from errors, inaccuracies or any loss in the message, from unauthorized use, disclosure, copying or alteration of it or as a result of any virus being passed on. This message does not constitute any commitment from Elia except when expressly otherwise agreed between the intended recipient and Elia.

U vindt de Nederlandse versie van deze disclaimer op onze internetsite www.elia.be
Vous pouvez découvrir la version française de ce disclaimer sur notre site internet www.elia.be

^[1] <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingzekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis>

^[2] <https://economie.fgov.be/nl/themas/energie/bevoorradingzekerheid/capaciteitsremuneratiemechanis>

B. 3. NOTE CREG



ÉVALUATION DE L'IMPACT DE L'INTRODUCTION D'UN CRM SUR LES CONSOMMATEURS FINAUX

Réponse à la question de la commission de la Chambre - mai 2020

TABLE DES MATIÈRES

1	INTRODUCTION	2
2	HYPOTHÈSES	3
3	CALCUL DE L'IMPACT DES DIFFÉRENTES OPTIONS	4
3.1	OPTION 1 : SURCHARGE FONDÉE SUR L'ÉNERGIE NETTE PRÉLEVÉE (PAR MWH).....	4
3.1.1	OPTION 1 : COÛT EN FONCTION DU MWH PRÉLEVÉ	4
3.1.2	OPTION 1A : COÛT EN FONCTION DU MWH PRÉLEVÉ, AVEC DÉGRESSIVITÉ TELLE QU'APPLIQUÉE POUR L'OFFSHORE	5
3.2	OPTION 2 : SURCHARGE CRM FONDÉE SUR LE PRÉLÈVEMENT TOTAL DE POINTE EN CAS DE PÉNURIE (PAR KW)	6
3.3	OPTION 3 : SURCHARGE CRM FONDÉE SUR LE PRÉLÈVEMENT DE POINTE VOLATIL EN CAS DE PÉNURIE (PAR KW)	ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.
4	SYNTHÈSE PAR CATÉGORIE D'UTILISATION	12



1 Introduction

La CREG a reçu une demande de la Chambre pour calculer l'impact de la répercussion des coûts d'un CRM sur la facture des clients.

Dans la présente note, la CREG procède à une estimation de l'impact du coût d'un CRM à l'échelle du marché sur la facture de différents types de consommateurs, tels que les ménages, les PME et les grandes entreprises. A cet égard, la CREG fait une distinction entre deux bases tarifaires : le « prélèvement » (kWh) et la « capacité » (kW), cette dernière comportant elle-même deux options.

La CREG souhaite que la Commission européenne contrôle la manière dont la dégressivité est calculée. La dégressivité actuellement appliquée à la surcharge offshore ne semble plus être acceptée. La CREG se demande donc dans quelle mesure cette dégressivité peut encore être appliquée à l'avenir. En outre, il est difficile d'appliquer cette dégressivité, qui est calculée sur la base du total des MWh prélevés, si la base tarifaire est une capacité (kW).

Les chiffres indiqués dans la présente note sont des estimations basées sur les éléments disponibles. Pour ce faire, la CREG s'est basée sur des calculs effectués en 2018 à la demande de la ministre de l'Energie. L'année de référence 2017 y avait été utilisée et est également utilisée dans la présente note.

Le coût estimé constitue un changement important par rapport aux calculs de 2018. Dans la présente note, la CREG utilise pour son calcul quatre estimations du coût annuel nominal total d'un CRM. Il s'agit de deux estimations dans le cadre du mécanisme de limitation des coûts que la CREG propose (11 et 107 millions d'euros par an) et de deux estimations sans ce mécanisme de limitation des coûts que le SPF/Elia proposent (614 et 940 millions d'euros par an) et que la ministre a soumises à la Commission européenne.

La deuxième adaptation par rapport à la note de 2018 vise à définir plus clairement les types de consommateurs et à se baser autant que possible sur le prélèvement de pointe observé. Les coûts estimés pour les ménages sont également indiqués avec et sans TVA (21 %).

La CREG tient à souligner que, comme dans la note 2018, les calculs de la présente note comportent un certain nombre de lacunes. Par exemple, les calculs ont été effectués pour un certain nombre de catégories de consommateurs. Il est important de noter que tous les consommateurs ne se retrouvent pas dans les quatre types de consommateurs mentionnés dans la présente note, faute de données fiables à ce sujet. En outre, la présente note ne tient pas compte d'éventuelles réactions comportementales (souhaitées). Ces réactions comportementales peuvent devenir très importantes, surtout si la surcharge est calculée sur la capacité de pointe prélevée en période de pénurie. Cela s'applique non seulement aux gros clients, mais sans aucun doute aussi aux ménages qui seront de plus en plus nombreux à disposer d'un compteur numérique dans les années à venir.



2 Hypothèses

Les hypothèses suivantes ont été imposées :

- L'année 2017 est utilisée comme année de référence pour le calcul du prélèvement (de pointe) ;
- La CREG utilise quatre estimations du coût nominal annuel total d'un CRM. Il s'agit de deux estimations dans le cadre du mécanisme de limitation des coûts et de deux estimations sans ce mécanisme de limitation des coûts. Les coûts maximaux en cas d'application du mécanisme de maîtrise des coûts peuvent être entièrement estimés avant l'enchère car ils sont le résultat des simulations effectuées à l'avance. Ce n'est pas le cas si le mécanisme de limitation des coûts n'est pas appliqué. Il s'agit en effet d'estimations ex ante qui peuvent finalement être inférieures ou même supérieures aux estimations de la CREG.
 - Mécanisme de limitation des coûts : le coût du CRM ne peut pas dépasser le coût du problème d'approvisionnement (proposition 2064 de la CREG, le coût maximal est déterminé à l'avance) :
 - **Budget A1** : le coût avec une VoLL = 2 300 €/MWh¹ avec un EENS évité de 3,6 GWh = **11 millions d'euros** ; ce coût correspond à l'estimation basse en 2030 dans le cadre du mécanisme de limitation des coûts.
 - **Budget A2** : le coût avec une VoLL = 5 300 €/MWh avec un EENS évité de 19,3 GWh = **107 millions d'euros** ; ce coût correspond à l'estimation haute en 2025 dans le cadre du mécanisme de limitation des coûts.
 - Pas de mécanisme de limitation des coûts (proposition du SPF/Elia, coût à déterminer uniquement après l'enchère) :
 - **Budget B1** : le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC : **614 millions d'euros par an**.
 - **Budget B2** : le coût nominal moyen tel que calculé par la CREG sur la base de l'étude PWC et tenant compte des résultats des enchères en Pologne et en Irlande : **940 millions d'euros par an**.
- la facturation au client final reflète les coûts ;
- hypothèse d'une politique constante, c'est-à-dire le cadre juridique actuel ;
- les règles de dégressivité à appliquer sont similaires à celles utilisées pour la surcharge offshore. La CREG rappelle son observation selon laquelle la Commission européenne contrôle la manière dont la dégressivité est calculée.

¹ Cette VoLL n'a pas encore été déterminée. La méthodologie pour ce faire est actuellement discutée par les régulateurs européens au sein de l'ACER. Une décision est attendue pour le début du mois d'août 2020 au plus tard. Par conséquent, la VoLL peut encore changer. La VoLL de 2 300 €/MWh est une estimation basse basée sur la VoLL estimée par le Bureau fédéral du Plan pour les ménages. La VoLL de 5 300 €/MWh est une estimation haute basée sur la VoLL estimée pour les ménages par CEPA pour le compte de l'ACER.

— CREG —

La CREG examine trois « profils de prélèvement types » (ménages, PME, industrie). Au sein de chacune des trois catégories de clients, le profil de prélèvement peut varier considérablement. Pour calculer l'impact sur la facture d'une catégorie de clients donnée, il convient donc d'émettre des hypothèses sur le profil de prélèvement « moyen » de la catégorie de clients concernée. L'impact de chaque client individuel peut donc différer sensiblement de l'impact du « client moyen ».

3 Calcul de l'impact des différentes options

3.1 OPTION 1 : SURCHARGE FONDÉE SUR L'ÉNERGIE NETTE PRÉLEVÉE (PAR MWh)

Surcharge CRM basée sur le MWh prélevé (y compris une variante dans laquelle les mêmes règles de dégressivité applicables à la surcharge offshore sont appliquées au CRM).

Le calcul doit être réalisé selon deux options. La première se calque sur le mode de répercussion du tarif pour l'OSP réserve stratégique. La seconde ajoute une dégressivité appliquée selon les mêmes principes que la dégressivité d'application sur la surcharge offshore.

3.1.1 Option 1 : coût en fonction du MWh prélevé

Le tableau ci-dessous montre le calcul du coût avec surcharge en fonction du MWh prélevé pour différents clients. Cette surcharge est calculée en fonction des quatre budgets estimés par la CREG (voir ci-dessus). La ligne du bas indique la surcharge en EUR/MWh.

Le coût unitaire en EUR/MWh est alors facilement calculé en divisant le coût total du CRM par la charge ARP totale (en MWh). La charge ARP est le prélèvement net. Une correction est apportée pour tenir compte de la production totale du réseau de distribution : la charge ARP totale est majorée d'un facteur 1,078², ce qui réduit le prix unitaire (€/MWh) en conséquence.

Le tableau fait la distinction entre les entreprises et les ménages. Pour les entreprises, la CREG se base sur les données des clients d'Elia et définit trois types de clients qui consomment respectivement environ 1000 GWh, 200 GWh et 25 GWh. Pour les PME, la CREG se base sur le profil S12, qui consomme environ 100 MWh (28 000 raccordements). Les ménages se répartissent entre les clients de jour, appelés S21 (3,7 millions de raccordements), et les ménages dont la consommation se fait principalement la nuit, appelés S22 (900 000 raccordements).

Le tableau montre que le coût supplémentaire pour le consommateur d'électricité varie fortement selon que le système de limitation des coûts est suivi ou non. La différence de coût se traduit par un facteur de 10 à 100.

² Le facteur 1,078 est le résultat du rapport de la charge ARP (64 TWh) plus une estimation de la production locale sur le réseau de distribution (7,4 TWh) moins une estimation des pertes sur le réseau de distribution (2,4 TWh) sur la charge ARP (64 TWh), soit $(64+7,4-2,4)/64 = 1,078$.

— CREG —

		coût en fonction du MWh prélevé - selon 4 budgets estimés par la CREG (M€)				
		limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940
Entreprises	très grande industrie	1.000.000	159.076	1.547.372	8.879.315	13.593.739
	grande industrie	200.000	31.815	309.474	1.775.863	2.718.748
	petite industrie	25.000	3.977	38.684	221.983	339.843
	PME	100	16	155	888	1.359
Ménages	ménages (S21)	3,5	0,6	5	31	48
	ménages, TVA comprise	3,5	0,7	7	38	58
	ménages nuit (S22)	5,3	0,8	8	47	71
	ménages nuit, TVA comprise	5,3	1,0	10	56	86
coût converti par MWh			0,16	1,5	8,9	13,6

Tableau 1 : Option 1a : par MWh sans dégressivité

3.1.2 Option 1b : coût en fonction du MWh prélevé, avec dégressivité telle qu'appliquée pour l'offshore

3.1.2.1 Mode de calcul

Pour calculer l'impact de l'option 1b sur la facture, la CREG a pris comme point de départ les résultats de l'option 1a et a appliqué le mécanisme de dégressivité applicable au tarif pour obligations de service public pour le financement des certificats verts fédéraux soit :

- 0-20 MWh/an : 0
- 20-50 MWh/an : -15%.
- 50-1 000 MWh/an : -20%.
- 1.000-25.000 MWh/an : -25%.
- >25 000 MWh/an : -45%.
- Maximum (250.000 €) par site de consommation et par an

Cette ristourne est accordée par le fournisseur à ses clients en fonction de leur consommation. Le manque à gagner du fournisseur est couvert par le budget de l'État. Cela nécessite l'approbation de la Commission européenne. La DG Concurrence a indiqué en 2018 que le système actuel de dégressivité appliqué à la surcharge offshore ne semble pas respecter les règles européennes.

Le tableau ci-dessous montre le résultat de l'application du système actuel de dégressivité tel qu'il est appliqué pour la surcharge offshore.

— CREG —

Le tableau montre que le besoin de dégressivité devient beaucoup moins important si l'on suit le système de limitation des coûts de la CREG.

			coût en fonction du MWh prélevé - avec dégressivité - selon 4 budgets estimés par la CREG (M€)			
			limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)	
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
		MWh	11	107	614	940
Entreprises	très grande industrie	1.000.000	88.296	250.000	250.000	250.000
	grande industrie	200.000	18.303	250.000	250.000	250.000
	petite industrie	25.000	2.991	29.099	166.980	250.000
	PME	100	14	132	759	1.162
Ménages	ménages (S21)	3,5	0,6	5	31	48
	ménages, TVA comprise	3,5	0,7	7	38	58
	ménages nuit (S22)	5,3	0,8	8	47	71
	ménages nuit, TVA comprise	5,3	1,0	10	56	86

Vu l'examen actuellement en cours par la DG COMP du mécanisme de dégressivité tel qu'appliqué aujourd'hui à la surcharge offshore, la pérennité d'un mécanisme de dégressivité analogue appliqué à cette nouvelle surcharge est sujet à caution. A ce sujet nous référons au courrier de la DG Comp du 2 juillet 2018 repris en annexe de cette note.

Vu les conclusions de l'étude PWC commandée par la CREG depuis 2015 et relative à la comparaison des prix de l'électricité et du gaz avec les pays voisins qui révèle que les clients électro-intensifs belges souffrent d'un handicap de compétitivité par rapport à des entreprises similaires situées à l'étranger, la CREG a formulé des propositions pour répondre à cette problématique de compatibilité du mécanisme avec les prescrits européens.

3.2 OPTION 2 : SURCHARGE CRM FONDÉE SUR LE PRÉLÈVEMENT TOTAL DE POINTE EN CAS DE PÉNURIE (PAR KW)

Une deuxième option consiste à financer le CRM au moyen d'une surcharge fondée sur la puissance nette prélevée (kW) aux moments de pénurie. On peut partir de la puissance nette prélevée pendant les cinq trimestres de pénurie la plus forte, mais répartie sur cinq jours différents (répartition des risques) pendant la période de pointe annuelle.

Cette surcharge peut être facturée par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau ou des fournisseurs. L'avantage de passer par les fournisseurs est que cela donne un incitant supplémentaire aux fournisseurs pour développer, en période de pénurie, des capacités supplémentaires (DR, production locale ou stockage) dans leur portefeuille de clients. Cela permet non seulement de réduire le coût du consommateur, mais aussi de l'ensemble du système. Cet effet est particulièrement notable lorsque le coût est facturé par MW (options 2 et 3) mais ne s'observe quasiment pas en cas de coûts par MWh (option 1).

— CREG —

La CREG a identifié les 5 quarts d'heure de 5 jours de 2017 pendant lesquels le tarif de déséquilibre a été le plus élevé. Toutefois, le marché des déséquilibres a pour but d'assurer l'équilibre sur le réseau. Des pics de prix sur ce marché peuvent avoir d'autres raisons qu'un problème d'adéquation. La CREG a donc également identifié les 5 quarts d'heure de prix élevés sur le marché day ahead ainsi que les 5 quarts d'heure combinant des prix élevés à la fois sur les marchés day ahead et de balancing.

Le tableau ci-dessous indique la charge de pointe moyenne de l'ARP pendant les 5 trimestres de pénurie la plus forte, à mesurer en fonction des prix ; l'année de référence est 2017. Il est possible de se fonder sur le Day Ahead (DA) le plus élevé, sur les prix de déséquilibre les plus élevés (Real Time (RT)) ou sur une combinaison DA et RT. Dans la présente note, nous avons opté pour une combinaison, avec une pondération 50 % - 50 %. La pondération DA ou RT pourra être affinée afin de fournir des incitants optimaux à la sécurité d'approvisionnement.

Le coût unitaire en €/kW peut ensuite être facilement calculé en divisant le coût total du CRM par la charge de pointe ARP. La charge ARP porte sur le prélèvement net. Une correction est apportée pour tenir compte de la production dans le réseau de distribution au moment de la pénurie ; cette production locale est estimée être deux fois moins élevée en cas de pénurie par rapport aux heures sans pénurie, car en cas de pénurie, on s'attend à ce qu'il y ait peu de production renouvelable locale (peu de vent et de soleil), alors que les pertes restent constantes. La charge de pointe ARP est ensuite multipliée par un facteur 1,02,³ ce qui réduit le prix unitaire (€/kW_{tot}) en conséquence.

	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
coût	11	107	614	940	M€
coût par kW	1,1	10,5	60,2	92,2	€/kW

Certains pays tels que la Grande-Bretagne prédéterminent des périodes de tension sur le système. Si la piste d'une répercussion par MW était choisie, la CREG estime qu'il conviendrait de ne pas pratiquer de la sorte, mais qu'il est préférable de se baser sur des signaux de prix sur le marché.

La même subdivision des consommateurs que pour l'option 1 est utilisée. L'impact sur la facture d'électricité est indiqué dans le tableau ci-dessous. Par rapport à l'option 1, tous les types de consommateurs semblent payer moins, à l'exception des ménages dont le prélèvement se fait principalement de jour. Comme mentionné dans l'introduction, il est important de noter que tous les types de consommateurs ne sont pas représentés dans cette note, faute de données fiables à ce sujet. Il est donc probable que certains types de consommateurs qui ne sont pas traités par la CREG dans cette note paieront également davantage, en plus des ménages dont le prélèvement se fait principalement de jour.

En outre, les estimations pour les PME et les ménages sont basées sur des profils SLP prédéfinis. En réalité, ces profils SLP sont ensuite adaptés par des facteurs de résidu déterminés par SLP, par GRD et par quart d'heure. Afin de tenir compte de cette adaptation, la CREG a augmenté de 7% la consommation de pointe des profils SLP des ménages dont le prélèvement se fait principalement de jour. Toutefois, il est possible que ce facteur soit sous-estimé.

³ Le facteur 1,02 est le résultat du rapport de la charge ARP (64 TWh) plus la production locale estimée sur le réseau de distribution en cas de pénurie (3,7 TWh) moins les pertes sur le réseau de distribution (2,4 TWh) sur la charge ARP (64 TWh), soit $(64+3,7-2,4)/64 = 1,02$.

— CREG —

			coût en fonction du prélèvement de pointe (kW) - selon 4 budgets estimés par la CREG (M€)			
			limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)	
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
		MWh	11	107	614	940
Entreprises	très grande industrie	1.000.000	132.287	1.286.791	7.384.015	11.304.518
	grande industrie	200.000	30.215	293.905	1.686.520	2.581.969
	petite industrie	25.000	3.473	33.782	193.852	296.777
	PME	100	17	165	949	1.452
Ménages	ménages (S21)	3,5	0,7	7	39	60
	ménages, TVA comprise	3,5	0,9	8	47	73
	ménages nuit (S22)	5,3	0,8	7	43	66
	ménages nuit, TVA comprise	5,3	0,9	9	52	80

Certains gros consommateurs paient relativement peu, parce que leur prélèvement pendant les pics de consommation est très faible, voire nul, parce qu'ils ont une production locale et/ou une *demand response*. Les autres clients d'Elia paient relativement cher le MWh. Cette variation est un effet à rechercher. En effet, cela signifie que certains clients d'Elia sont davantage à l'origine des pics de consommation et doivent donc payer plus cher. Une facturation par kW fondée sur des signaux de prix de pénurie donnera donc aux utilisateurs du réseau les bons incitants pour ajuster leur consommation d'électricité, ce qui sera bénéfique non seulement pour la sécurité d'approvisionnement mais aussi pour le fonctionnement du marché. Avec l'arrivée des compteurs numériques, cela s'appliquera également aux profils SLP.

A première vue, on pourrait penser que le fait qu'une partie des consommateurs ajustent leur consommation de pointe est préjudiciable aux consommateurs qui ne peuvent ou ne veulent pas ajuster leur consommation d'électricité en période de pénurie, car le consommateur inflexible doit alors supporter une part plus importante du coût. Dans un mécanisme de limitation des coûts, cependant, ce ne sera pas le cas car les consommateurs qui réduisent leur prélèvement de pointe en période de pénurie réduisent les coûts non seulement pour eux-mêmes mais aussi pour le système. En conséquence, on peut s'attendre à ce qu'il y ait moins de problèmes de sécurité d'approvisionnement, ce qui réduira les coûts du mécanisme de limitation des coûts. En outre, si un nombre suffisant de consommateurs réagit en cas de pénurie, la pénurie attendue pourrait même descendre sous la norme de fiabilité, ce qui nécessiterait l'arrêt du mécanisme de capacité et ferait retomber le coût à zéro. Toutefois, il faut s'attendre à ce que les effets du changement de comportement ne se fassent sentir qu'après plusieurs années et ne se traduisent par une diminution de la facture d'électricité que par la suite.

Dans un mécanisme de capacité bien conçu comprenant également un mécanisme de limitation des coûts, la réaction comportementale du client flexible a un effet positif sur le client inflexible. Toutefois, deux conditions principales sont nécessaires : (1) une nouvelle simulation des problèmes de sécurité d'approvisionnement attendus doit être réalisée pour chaque enchère ; il s'agit d'un argument supplémentaire en faveur d'une nouvelle étude sur la sécurité d'approvisionnement, comme demandé par la CREG depuis juillet 2019. (2) Une capacité suffisante à mettre aux enchères doit être réservée en T-1, afin que les nouvelles simulations puissent déterminer la restriction budgétaire, également

— CREG —

pour T-1, sans quoi les nouvelles informations fournies par les nouvelles simulations ne pourront avoir un effet que quatre ans plus tard (via l'enchère T-4). Il s'agit d'un argument supplémentaire pour réserver une capacité suffisante en T-1, comme la CREG l'a demandé précédemment.

La dégressivité telle qu'elle est appliquée pour l'offshore est difficile à appliquer à cette option, car la dégressivité est calculée par MWh d'énergie prélevée, alors que la surcharge dans le cadre de cette option est déterminée par la capacité prélevée pendant la période de pénurie. De plus, il convient de s'interroger sur la dégressivité telle qu'elle est appliquée pour l'offshore (voir ci-dessus).

3.3 OPTION 3 : SURCHARGE CRM FONDÉE SUR LE PRELEVEMENT DE POINTE VOLATIL EN CAS DE PÉNURIE (PAR KW)

Au lieu de facturer le coût d'un CRM sur la base du prélèvement total de pointe pendant les moments de pénurie, on peut se baser sur le prélèvement de pointe volatil pendant les moments de pénurie. Selon la CREG, le problème de la sécurité d'approvisionnement n'est pas dû à la hauteur absolue de la demande, mais plutôt à l'absence d'un prélèvement stable à un certain niveau. Le prélèvement de pointe volatil est la différence entre le prélèvement de pointe (aux moments de pénurie comme expliqué ci-dessus) et le prélèvement moyen mesurés pendant l'année⁴.

En prenant cette différence comme base de financement du coût d'un CRM, les clients qui conservent un profil de prélèvement moyen pendant les périodes de pénurie ne sont pas pénalisés ; en revanche, les clients qui affichent un prélèvement de pointe pendant les périodes de pénurie, supérieur à leur prélèvement moyen normal, doivent supporter le coût du CRM.

Bien que l'approche théorique comporte une approche logique visant à éviter les « pics de consommation » ou les contributions à ces « pics » et à fournir un incitant pour adapter son comportement de consommation (agissant ainsi sur les causes du coût (CRM) dans le futur en maintenant la capacité à mettre aux enchères aussi basse que possible lors de l'organisation des futures enchères), il convient de noter qu'il existe une différence non négligeable entre la théorie et la pratique en ce qui concerne les conséquences financières d'une telle approche.

- S'agissant des clients résidentiels ou petits clients professionnels : tant qu'il n'y a pas de déploiement généralisé des compteurs intelligents dans les différentes régions (c'est leur compétence), ces clients n'ont tout simplement pas la possibilité d'ajuster leur consommation afin d'éviter ou d'atténuer l'impact des pics de prix.
- Même si cette catégorie de clients disposait de compteurs intelligents, il faut garder à l'esprit que pour certains clients, la capacité d'adapter ses moments de consommation peut être très limitée. Un magasin ne peut pas fermer ses portes au milieu de la journée, certaines consommations ne peuvent pas avoir lieu lorsque les ménages ne sont pas chez eux. Il est possible d'éviter cela en installant un stockage local ou une production locale, mais cela nécessite des investissements qui ne sont pas forcément possibles pour tous les consommateurs.

⁴ Il est possible de déterminer des variantes, le prélèvement de pointe volatil étant déterminé comme la différence entre le prélèvement de pointe et un certain prélèvement standard qui se situe entre 0 et le prélèvement moyen. Mathématiquement, le prélèvement de pointe volatil peut être calculé comme suit : Prélèvement de pointe volatil = prélèvement de pointe - α * Prélèvement moyen, avec α compris entre 0 et 1.

— CREG —

- Cependant, d'autres catégories de consommateurs ont plus de possibilités et de savoir-faire pour faire preuve de l'adaptation et de la flexibilité nécessaires concernant leur(s) (moments/pics de) consommation.
- Si la contribution peut tomber à zéro lorsque le système est sous tension et lorsque la consommation est inférieure à la moyenne, cela signifie d'une part que certaines catégories ne contribueront plus là où d'autres groupes de consommateurs n'ont pas la possibilité de modifier leur consommation. En outre, ces groupes de consommateurs devraient supporter la contribution non payée aux coûts de ceux qui sont en mesure de modifier leur consommation. Ainsi, d'une part, certains groupes se trouvent dans une situation non flexible où ils n'ont pas la possibilité de bénéficier d'avantages et, d'autre part, ils doivent apporter une contribution supplémentaire pour ceux qui ont cette possibilité. D'autre part, les consommateurs qui réduisent leur prélèvement de pointe réduisent les coûts non seulement pour eux-mêmes, mais aussi pour l'ensemble du système, ce qui, à terme, réduit les coûts CRM.

Ce qui précède implique donc qu'il y aura un déplacement des charges chez les « contribuables ».

Les moments de pénurie sont définis comme dans l'option 2, en se basant sur le prix DA et RT le plus élevé (pondération 50 % - 50 %).

Le coût unitaire en €/kW peut ensuite être facilement calculé en divisant le coût total du CRM par la charge de pointe ARP. La charge ARP porte sur le prélèvement net. Une correction est apportée pour tenir compte de la production dans le réseau de distribution au moment de la pénurie ; cette production locale est estimée être deux fois moins élevée en cas de pénurie par rapport aux heures sans pénurie, car en cas de pénurie, on s'attend à ce qu'il y ait peu de production renouvelable locale (peu de vent et de soleil), alors que les pertes restent constantes. La charge de pointe ARP est ensuite multipliée par un facteur 1,02 (voir ci-dessus), ce qui réduit le prix unitaire (€/kW_{tot}) en conséquence.

	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
coût	11	107	614	940	M€
coût par kW	4,0	39,3	225,7	345,5	€/kW

Le prix unitaire du pic volatil est, bien entendu, sensiblement plus élevé que dans le calcul basé sur le pic total.

Le tableau ci-dessous présente le calcul du coût par type de client en fonction du profil d'achat. Par définition, les clients qui, en période de pénurie, ont un pic de consommation inférieur ou égal à leur consommation moyenne ne paient pas de contribution avec une facturation sur la base d'un pic de consommation volatil.

— CREG —

			coût en fonction de la volatilité des prélèvements de pointe (kW) - selon 4 budgets estimés par la CREG (M€)			
			limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)	
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
		MWh	11	107	614	940
Entreprises	très grande industrie	1.000.000	82.907	806.460	4.627.723	7.084.787
	grande industrie	200.000	11.692	113.731	652.623	999.129
	petite industrie	25.000	2.210	21.498	123.365	188.864
	PME	100	17	164	939	1.437
Ménages	ménages (S21)	3,5	1,0	10	57	87
	ménages, TVA comprise	3,5	1,2	12	68	105
	ménages nuit (S22)	5,3	0,5	5	26	40
	ménages nuit, TVA comprise	5,3	0,6	5	32	48

—CREG—

4 Synthèse par catégorie d'utilisation

Les tableaux ci-dessous donnent une synthèse par catégorie de prélèvement, sans dégressivité.

prélèvement moyen : 1 000 000 MWh	coût TRES GRANDES INDUSTRIES - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
base tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	159.076	1.547.372	8.879.315	13.593.739	€/an
prélèvement de pointe (par kW)	132.287	1.286.791	7.384.015	11.304.518	€/an
prélèvement de pointe volatil (par kW)	82.907	806.460	4.627.723	7.084.787	€/an

prélèvement moyen : 200 000 MWh	coût GRANDES INDUSTRIES - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
base tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	31.815	309.474	1.775.863	2.718.748	€/an
prélèvement de pointe (par kW)	30.215	293.905	1.686.520	2.581.969	€/an
prélèvement de pointe volatil (par kW)	11.692	113.731	652.623	999.129	€/an

prélèvement moyen : 25 000 MWh	coût PETITES INDUSTRIES - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG				
	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
base tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	3.977	38.684	221.983	339.843	€/an
prélèvement de pointe (par kW)	3.473	33.782	193.852	296.777	€/an
prélèvement de pointe volatil (par kW)	2.210	21.498	123.365	188.864	€/an

—CREG—

nombre : 28 000

prélèvement moyen : 100
MWh

coût PME - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG					
	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
base tarifaire	11	107	614	940	M€/an
énergie (par MWh)	16	155	888	1.359	€/an
prélèvement de pointe (par kW)	17	165	949	1.452	€/an
prélèvement de pointe volatil (par kW)	17	164	939	1.437	€/an

nombre : 3,56 millions

prélèvement moyen : 3,5
MWh

coût MENAGES CONSOMMATION JOUR - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG					
	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
base tarifaire	11	107	614	940	M€/an
hors TVA	énergie (par MWh)	0,6	5	31	€/an
	prélèvement de pointe (par kW)	0,7	7	39	€/an
	prélèvement de pointe volatil (par kW)	1,0	10	57	€/an
TVA comprise (21%)	énergie (par MWh)	0,7	7	38	€/an
	prélèvement de pointe (par kW)	0,9	8	47	€/an
	prélèvement de pointe volatil (par kW)	1,2	12	68	€/an

nombre : 900 000

prélèvement moyen : 5,2
MWh

coût MENAGES CONSOMMATION NUIT - sur une base tarifaire - selon 4 budgets estimés par la CREG					
	limitation des coûts (CREG)		pas de limitation des coûts (SPF/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
base tarifaire	11	107	614	940	M€/an
hors TVA	énergie (par MWh)	0,8	8	47	€/an
	prélèvement de pointe (par kW)	0,8	7	43	€/an
	prélèvement de pointe volatil (par kW)	0,5	5	26	€/an
TVA comprise (21%)	énergie (par MWh)	1,0	10	56	€/an
	prélèvement de pointe (par kW)	0,9	9	52	€/an

— CREG —

	<i>prélèvement de pointe volatil (par kW)</i>	0,6	5	32	48	€/an
--	---	-----	---	----	----	------



EVALUATIE VAN DE IMPACT VAN DE INVOERING VAN EEN CRM OP DE EINDCONSUMENTEN

Antwoord op de vraag van de Kamercommissie – mei 2020

INHOUDSOPGAVE

1	INLEIDING	2
2	HYPOTHESES	3
3	BEREKENING VAN DE IMPACT VAN DE VERSCHILLENDE OPTIES	4
3.1	OPTIE 1 : TOESLAG OP BASIS VAN NETTO AFGENOMEN ENERGIE (PER MWH).....	4
3.1.1	OPTIE 1 : KOSTPRIJS VOLGENS AFGENOMEN MWHT.....	4
3.1.2	OPTIE 1A : KOSTPRIJS VOLGENS AFGENOMEN MWH, MET DEGRESSIVITEIT ZOALS BIJ OFFSHORE TOEGEPAST.....	5
3.2	OPTIE 2 : CRM-TOESLAG OP BASIS VAN TOTAAL PIEKAFNAME BIJ SCHAARSTE (PER KW)	6
3.3	OPTIE 3 : CRM-TOESLAG OP BASIS VAN DE VOLATIELE PIEKAFNAME BIJ SCHAARSTE (PER KW) 9	
4	SYNTHESE PER GEBRUIKSCATEGORIE.....	11



1 Inleiding

La CREG a reçu une demande de la Chambre pour calculer l'impact de de la répercussion des coûts d'un CRM sur la facture des clients.

In deze nota geeft de CREG een inschatting van de impact van de kost van een marktbrede CRM op de factuur van verschillende types consumenten, zoals de gezinnen, kmo's en grotere bedrijven. De CREG maakt hierbij een onderscheid tussen twee tariefdragers 'afname' (kWh) en 'capaciteit' (kW), waarbij wat betreft 'capaciteit' er twee opties worden voorgesteld.

De CREG wil opmerkingen dat de Europese Commissie toekijkt op de manier waarop de degressiviteit wordt berekend. De degressiviteit die momenteel wordt toegepast voor de offshore-toeslag lijkt niet meer aanvaard te worden. De CREG vraagt zich dan ook af in welke mate deze degressiviteit nog toegepast kan worden in de toekomst. Bovendien is het moeilijk om deze degressiviteit, die berekend wordt op basis van de totale afgenomen MWh, toe te passen indien de tariefdrager een capaciteit is (kW).

De cijfers in deze nota zijn inschattingen op basis van de beschikbare elementen. De CREG heeft zich daarvoor gebaseerd op eerder rekenwerk dat ze in 2018 uitgevoerd heeft op vraag van de Minister van Energie. Daarvoor werd het referentiejaar 2017 gebruikt en dat wordt ook in deze nota gehanteerd.

Een belangrijke wijziging ten opzichte van het rekenwerk van 2018 is de ingeschatte kost. De CREG rekent in deze nota met vier inschattingen van de totale nominale jaarlijkse kost van een CRM. Dit betreft twee inschattingen onder het mechanisme van kostenbeperking dat de CREG voorstelt (11 en 107 miljoen euro per jaar), en twee inschattingen zonder dit mechanisme van kostenbeperking dat de FOD/Elia voorstelt (614 en 940 miljoen euro per jaar) en dat door de Minister aan de Europese Commissie is voorgesteld.

Een tweede aanpassing ten opzichte van de nota van 2018 is een poging om de consumententypes duidelijker te definiëren en zoveel mogelijk gebaseerd op de waargenomen piekafname. Tevens worden de ingeschatte kosten voor de gezinnen weergegeven met en zonder BTW (21%).

De CREG wil opmerken dat de berekeningen in deze nota, net zoals in de nota van 2018, een aantal tekortkomingen heeft. Zo zijn de berekeningen gemaakt voor een aantal categorieën van consumenten. Het is belangrijk te weten dat niet alle consumenten vallen onder de vier consumententypes in deze nota, wegens een gebrek aan goede data hierover. Bovendien houdt deze nota geen rekening met eventuele (gewenste) gedragsreacties. Deze gedragsreactie kunnen zeer belangrijk worden, zeker als de toeslag berekend wordt op het afgenomen piekvermogen tijdens schaarste. Dat geldt niet enkel voor de grotere afnemers, maar in de toekomst ongetwijfeld ook voor gezinnen die in de komende jaren meer en meer over een digitale meter zullen beschikken.

— CREG —

2 Hypotheses

De volgende hypothesen werden opgelegd :

- 2017 wordt als referentiejaar gebruikt voor de berekening van de afname(piek);
- De CREG rekent met vier inschattingen van de totale nominale jaarlijkse kost van een CRM. Dit betreft twee inschattingen onder het mechanisme van kostenbeperking en twee inschattingen zonder dit mechanisme van kostenbeperking. De maximale kosten bij het toepassen van het mechanisme van kostenbeheersing kunnen voordat de veiling plaatsvindt volledig ingeschat worden, omdat ze het resultaat zijn van de simulaties die op voorhand uitgevoerd worden. Dit is niet het geval indien het mechanisme van kostenbeperking niet wordt toegepast. Het gaat dan immers om ex-ante inschattingen en deze kunnen uiteindelijk lager of nog hoger liggen dan hier door de CREG ingeschat.
- Mechanisme van kostenbeperking: de kost van het CRM mag de kost van het bevoorradingsprobleem niet overschrijden (CREG-voorstel 2064, maximale kostprijs wordt op voorhand bepaald):
 - **Budget A1**: de kost met een VoLL = 2.300 €/MWh¹ met een vermeden EENS van 3,6 GWh = **11 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de lage inschatting in 2030 onder het mechanisme van kostenbeperking
 - **Budget A2**: de kost met een VoLL = 5.300 €/MWh met een vermeden EENS van 19,3 GWh = **107 miljoen euro**; deze kost komt overeen met de hoge inschatting in 2025 onder het mechanisme van kostenbeperking
- Geen mechanisme van kostenbeperking (FOD/Elia-voorstel, kostprijs enkel na veiling vast te stellen):
 - **Budget B1**: de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie: **614 miljoen euro per jaar**
 - **Budget B2**: de gemiddelde nominale kost zoals door de CREG berekend op basis van de PWC-studie en rekening houdende met de veilingresultaten in Polen en Ierland: **940 miljoen euro per jaar**
- de doorrekening naar de eindklant is kostenreflectief ;
- veronderstelling van constant beleid, met andere woorden het huidige juridische kader;
- De degressiviteitsregels die moeten worden toegepast zijn gelijkaardig als deze die gebruikt worden voor de offshore toeslag. De CREG herhaalt haar opmerking dat de Europese Commissie toekijkt op de manier waarop de degressiviteit wordt berekend.

¹ Deze VoLL moet nog bepaald worden. De methodologie hiervoor wordt momenteel besproken door de Europese regulatoren binnen Acer. Een beslissing wordt verwacht tegen ten laatste begin augustus 2020. De VoLL kan bijgevolg nog wijzigen. De VoLL van 2.300 €/MWh is een lage inschatting en gebaseerd op de VoLL die het Planbureau inschat voor de gezinnen. De VoLL van 5.300 €/MWh is een hoge inschatting en gebaseerd op de VoLL die CEPA in opdracht van ACER inschat voor de gezinnen.

— CREG —

De CREG beschouwt drie “typische afnamesprofielen” (huishoudens, KMO’s, industrie). Binnen elk van de drie categorieën van afnemers kan het afnamesprofiel onderling sterk variëren. Bij de berekening van de impact op de factuur voor een bepaalde categorie van afnemers dienen er bijgevolg aannames worden gemaakt over het “gemiddelde” afnamesprofiel van de betrokken afnemerscategorie. De impact van elke individuele afnemer kan bijgevolg sterk afwijken van de impact voor de “gemiddelde afnemer”.

3 Berekening van de impact van de verschillende opties

3.1 OPTIE 1 : TOESLAG OP BASIS VAN NETTO AFGENOMEN ENERGIE (PER MWh)

Toeslag CRM op basis per afgenomen MWh (met inbegrip van een variante waarbij dezelfde degressiviteitsregels die van toepassing zijn op de offshoretoeslag, worden toegepast op de CRM)

Le calcul doit être réalisé selon deux options. La première se calque sur le mode de répercussion du tarif pour l’OSP réserve stratégique. La seconde ajoute une dégressivité appliquée selon les mêmes principes que la dégressivité d’application sur la surcharge offshore.

3.1.1 Optie 1 : kostprijs volgens afgenomen MWh

De onderstaande tabel geeft de berekening van de kostprijs met toeslag volgens afgenomen MWh voor verschillende afnemers. Deze toeslag wordt berekend volgens de 4 budgetten die de CREG ingeschat heeft (zie hierboven). De onderste lijn geeft de toeslag in EUR/MWh.

De eenheidskost in EUR/MWh is dan eenvoudig te berekenen door de totale kost van het CRM te delen door de totale ARP load (in MWh). De ARP load betreft de netto afname. Er wordt een correctie doorgevoerd om rekening te houden met de totale productie in het distributienet: de totale ARP load wordt verhoogd met een factor 1,078², waardoor de eenheidsprijs (€/MWh) navenant vermindert.

De tabel maakt een onderscheid tussen bedrijven en gezinnen. Voor de bedrijven baseert de CREG zich op gegevens van de Elia-klanten en definieert de CREG drie typeklanten die respectievelijk rond 1000 GWh, 200 GWh en 25 GWh consumeren. Voor de KMO’s baseert de CREG zich op het S12-profiel dat ongeveer 100 MWh consumeert (28.000 aansluitingen). De gezinnen worden onderverdeeld tussen een normaal dagafname, de zogenaamde S21-klanten (3,7 miljoen aansluitingen), en de gezinnen met vooral nachtafname, de zogenaamde S22-klanten (900.000 aansluitingen).

Uit de tabel blijkt dat de extra kost voor de elektriciteitsafnemer sterk varieert naar gelang het systeem van kostenbeperking gevolgd wordt of niet. Het verschil van kostprijs gaat om een factor 10 tot 100.

² De factor 1.078 resulteert uit de verhouding van de ARP load (64 TWh) vermeerderd met een schatting van de lokale productie op distributienet (7,4 TWh) en verminderd met een schatting van de verliezen op distributienet (2,4 TWh) op de ARP load (64 TWh) of $(64+7,4-2,4)/64 = 1,078$.

— CREG —

			kostprijs volgens afgenomen MWh - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)			
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)	
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
			11	107	614	940
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	159.076	1.547.372	8.879.315	13.593.739
	grote industrie	200.000	31.815	309.474	1.775.863	2.718.748
	kleine industrie	25.000	3.977	38.684	221.983	339.843
	KMO	100	16	155	888	1.359
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,6	5	31	48
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,7	7	38	58
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	8	47	71
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	1,0	10	56	86
kostprijs omgerekend per MWh			0,16	1,5	8,9	13,6

Tabel 1: Optie 1a : per MWh zonder degressiviteit

3.1.2 Optie 1b : kostprijs volgens afgenomen MWh, met degressiviteit zoals bij offshore toegepast

3.1.2.1 Mode de calcul

Pour calculer l'impact de l'option 1b sur la facture, la CREG a pris comme point de départ les résultats de l'option 1a et a appliqué le mécanisme de dégressivité applicable au tarif pour obligations de service public pour le financement des certificats verts fédéraux soit :

0-20 MWh/an : 0%
 20-50 MWh/an : -15%
 50-1.000 MWh/an : -20%
 1.000-25.000 MWh/an : -25%
 >25.000 MWh/an : -45%
 Maximum (250.000 €) par site de consommation et par an

Cette ristourne est accordée par le fournisseur à ses clients en fonction de leur consommation. Le manque à gagner du fournisseur est couvert par le budget de l'Etat. Daartoe is een goedkeuring van de Europese Commissie vereist. DG Competition heeft in 2018 aangegeven dat het huidige systeem van degressiviteit zoals toegepast voor de offshore toeslag de regels niet lijkt te respecteren.

De onderstaande tabel geeft het resultaat van het toepassen van het huidige systeem van degressiviteit zoals toegepast voor de offshore toeslag.

Uit de tabel blijkt dat de nood aan degressiviteit veel minder groot wordt, indien het systeem van kostenbeperking van de CREG wordt gevolgd.

— CREG —

		kostprijs volgens afgenomen MWh - met degressiviteit - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)				
		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	88.296	250.000	250.000	250.000
	grote industrie	200.000	18.303	250.000	250.000	250.000
	kleine industrie	25.000	2.991	29.099	166.980	250.000
	KMO	100	14	132	759	1.162
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,6	5	31	48
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,7	7	38	58
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	8	47	71
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	1,0	10	56	86

Vu l'examen actuellement en cours par la DG COMP du mécanisme de dégressivité tel qu'appliqué aujourd'hui à la surcharge offshore, la pérennité d'un mécanisme de dégressivité analogue appliqué à cette nouvelle surcharge est sujet à caution. A ce sujet nous referons au courrier de la DC Comp du 2 juillet 2018 repris en annexe de cette note.

Vu les conclusions de l'étude PWC commandée par la CREG depuis 2015 et relative à la comparaison des prix de l'électricité et du gaz avec les pays voisins qui révèle que les clients electro-intensifs belges souffrent d'un handicap de compétitivité par rapport à des entreprises similaires situées à l'étranger, la CREG a formulé des propositions pour répondre à cette problématique de compatibilité du mécanisme avec les prescrits européens.

3.2 OPTIE 2 : CRM-TOESLAG OP BASIS VAN TOTALE PIEKAFNAME BIJ SCHAARSTE (PER KW)

Een tweede optie is om de CRM te financieren met een toeslag gebaseerd op het netto afgenomen vermogen (kW) op de momenten van schaarste. Men kan vertrekken van het netto afgenomen vermogen tijdens de vijf kwartieren met de grootste schaarste, maar verspreidt over vijf verschillende dagen (risicospreiding) tijdens de jaarpiekperiode.

Deze toeslag kan via de netbeheerder worden afgerekend of via de leveranciers. Het voordeel om te werken via de leveranciers is de extra prikkel die aan de leveranciers gegeven wordt om op momenten van schaarste extra capaciteit (DR, lokale productie of opslag) te ontwikkelen in hun klantenportefeuille. Op die manier wordt niet enkel de kost van de consument verminderd, maar ook de kosten van het hele systeem. Dit effect is er vooral indien de kostprijs per MW wordt aangerekend (optie 2 en 3) en nagenoeg niet bij kosten per MWh (optie 1).

La CREG a identifié les 5 quarts d'heure de 5 jours de 2017 pendant lesquels le tarif de déséquilibre a été le plus élevé. Toutefois, le marché des déséquilibres a pour but d'assurer l'équilibre sur le réseau. Des pics de prix sur ce marché peuvent avoir d'autres raisons qu'un problème d'adéquation. La CREG a donc également identifié les 5 quart d'heure de prix élevés sur le marché day ahead ainsi que les 5 quart d'heure combinant des prix élevés à la fois sur les marchés day ahead et de balancing.

— CREG —

De onderstaande tabel geeft de gemiddelde ARP piek load tijdens de 5 kwartieren met de grootste schaarste, te meten volgens prijzen; het referentiejaar is 2017. Dat kan gebeuren volgens de hoogste Day Ahead (DA), hoogste onbalansprijzen (Real Time (RT)) of een combinatie van DA en RT. In deze nota wordt geopteerd voor een combinatie, met weging 50%-50%. De weging van DA of RT kan in de toekomst verfijnd worden om optimale prikkels te geven voor de bevoorradingszekerheid.

De eenheidskost in €/kW is dan eenvoudig te berekenen door de totale kost van het CRM te delen door de piek ARP load. De ARP load betreft de netto afname. Er wordt een correctie doorgevoerd om rekening te houden met de productie in het distributienet op het moment van schaarste; die lokale productie wordt de helft lager ingeschat bij schaarste in vergelijking met de uren zonder schaarste, omdat er verwacht wordt dat er bij schaarste weinig lokale hernieuwbare productie is (weinig wind en zon), terwijl de verliezen constant blijven. De piek ARP load wordt dan verhoogd met een factor 1,02³, waardoor de eenheidsprijs (€/kW_{tot}) navenant vermindert.

	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
kostprijs	11	107	614	940	M€
kostprijs per kW	1,1	10,5	60,2	92,2	€/kW

Certains pays tels que la Grande-Bretagne prédéterminent des périodes de tension sur le système. Si la piste d'une répercussion par MW était choisie, la CREG estime qu'il conviendrait de ne pas pratiquer de la sorte, mais qu'il est préférable de se baser sur des signaux de prix sur le marché.

Dezelfde onderverdeling van consumenten wordt gehanteerd als bij optie 1. De impact op de elektriciteitsfactuur wordt in onderstaande tabel getoond. Ten opzichte van optie 1, blijken alle type consumenten minder te betalen, behalve de gezinnen met voornamelijk een dagafname die meer betalen. Zoals in de inleiding reeds opgemerkt, is het belangrijk te weten dat niet alle consumententypes vertegenwoordigd zijn in deze nota, wegens een gebrek aan goede data hierover. Het is dan ook waarschijnlijk dat bepaalde consumententypes die de CREG in deze nota niet beschouwt ook meer zullen betalen, naast de gezinnen met voornamelijk een dagafname.

Bovendien zijn de schattingen voor de KMO's en de gezinnen gebaseerd op vooraf bepaalde SLP-profielen. In werkelijkheid worden deze SLP-profielen nadien nog aangepast via residu-factoren die per SLP, per DNB en per kwartier worden bepaald. Om met deze aanpassing rekening te houden, heeft de CREG de piekconsumptie van de SLP-profielen van de gezinnen met voornamelijk dagafname verhoogd met 7%. Het is echter mogelijk dat deze factor een onderschatting is.

			kostprijs volgens piekafname (kW) - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)			
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)	
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
			11	107	614	940
Bedrijven	zeer grote industrie	MWh	1.000.000	132.287	1.286.791	7.384.015
						11.304.518

³ De factor 1.02 resulteert uit de verhouding van de ARP load (64 TWh) vermeerderd de geschatte lokale productie op distributienet bij schaarste (3,7 TWh) en verminderd met de verliezen op distributienet (2,4 TWh) op de ARP load (64 TWh) of $(64+3,7-2,4)/64 = 1,02$.

— CREG —

	grote industrie	200.000	30.215	293.905	1.686.520	2.581.969
	kleine industrie	25.000	3.473	33.782	193.852	296.777
	KMO	100	17	165	949	1.452
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,7	7	39	60
	<i>Gezinnen incl BTW</i>	3,5	0,9	8	47	73
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	7	43	66
	<i>Gezinnen nacht incl BTW</i>	5,3	0,9	9	52	80

Sommige grote afnemers betalen relatief weinig, omdat hun afname tijdens de piek zeer laag of zelfs nul is, omdat ze lokale productie hebben en/of demand response. Andere Elia-klanten betalen relatief veel per MWh. Deze variatie is een na te streven effect. Dit betekent immers dat sommige Elia-klanten meer aan de basis liggen van het piekafname en hier dus ook meer voor moeten betalen. Een afrekening per kW gebaseerd op prijssignalen van schaarste zal de netgebruikers dan ook de correcte prikkels geven om hun elektriciteitsafname te sturen, wat niet alleen de bevoorradingszekerheid maar ook de marktwerking ten goede komt. Met de komst van digitale meters wordt dit ook van toepassing op SLP-profielen.

In eerste instantie zou men kunnen denken dat het feit dat een deel van de consumenten hun piekafname aanpast nadelig is voor de consumenten die hun elektriciteitsafname niet kunnen of willen aanpassen op momenten van schaarste, omdat de inflexibele consument dan een groter deel van de kost voor zich moeten nemen. In een mechanisme met kostenbeperking zal dit echter niet het geval zijn, omdat de consumenten die hun piekafname tijdens schaarste verminderen niet enkel voor zichzelf de kost verminderen, maar ook voor het systeem. Hierdoor zullen er minder te verwachten problemen zijn met de bevoorradingszekerheid, waardoor in het mechanisme van kostenbeperking de kost vermindert. Meer nog, indien een voldoende volume aan consumenten zou reageren tijdens schaarste, kan de verwachte schaarste zelfs verminderen tot onder de betrouwbaarheidsnorm, waardoor het capaciteitsmechanisme moet stopgezet worden en de kostprijs op nul terugvalt. Het is echter te verwachten dat de effecten van de gedragsverandering pas na verschillende jaren te zien zijn en pas daarna zullen resulteren in een lagere elektriciteitsfactuur.

In een goed ontworpen capaciteitsmechanisme dat ook een mechanisme van kostenbeperking bevat heeft de gedragsreactie van de flexibele afnemer een positief effect op de inflexibele afnemer. Hier zijn wel twee belangrijke voorwaarden aan verbonden: (1) er moet voor elke veiling een nieuwe simulatie uitgevoerd worden van de te verwachten problemen met de bevoorradingszekerheid; dit is een bijkomend argument om een nieuwe bevoorradingszekerheidstudie te maken, zoals de CREG sinds juli 2019 vraagt. (2) Er moet ruim voldoende te veilen capaciteit gereserveerd worden in T-1, zodat de nieuwe simulaties de budgetbeperking kunnen bepalen, ook voor T-1, zoniet zal de nieuwe informatie die de nieuwe simulaties opleveren pas vier jaar later een effect kunnen hebben (via de T-4-veiling). Het is een bijkomend argument om voldoende capaciteit in T-1 te reserveren, zoals de CREG reeds eerder gevraagd heeft.

De degressiviteit zoals toegepast voor de offshore is moeilijk toe te passen op deze optie, aangezien de degressiviteit is berekend per MWh afgenomen energie, terwijl de toeslag bij deze optie wordt bepaald per afgenomen vermogen tijdens schaarste. Bovendien kan men zich vragen stellen over de degressiviteit zoals toegepast voor de offshore (zie supra).

— CREG —

3.3 OPTIE 3 : CRM-TOESLAG OP BASIS VAN DE VOLATIELE PIEKAFNAME BIJ SCHAARSTE (PER KW)

Als variëte voor de kost van een CRM aan te rekenen op basis van het totale piekafname tijdens momenten van schaarste, kan de aanrekening gebeuren op basis van het volatiele piekafname tijdens momenten van schaarste. Het probleem van bevoorradingszekerheid is volgens de CREG niet te wijten aan de absolute hoogte van de vraag, maar eerder aan het gebrek van een stabiele afname op een bepaald niveau. Met volatiel piekafname wordt het verschil bedoeld tussen het piekafname (op momenten van schaarste zoals hierboven uiteengezet) en het gemiddelde afname over het jaar gemeten⁴.

Door dit verschil als basis te nemen voor de financiering van de kost van een CRM, worden afnemers die een gemiddeld afnameprofiel behouden tijdens momenten van schaarste niet gepenaliseerd; afnemers die tijdens momenten van schaarste echter een piekafname vertonen die boven hun normaal gemiddeld afname ligt, dienen de kosten van de CRM te dragen.

Niettegenstaande de theoretische benadering een logische benadering inhoudt om “pieken” of bijdragen tot “pieken” te vermijden en een incentive te geven om zijn verbruiksgedrag aan te passen, (waardoor de oorzaken van de kost (CRM) naar de toekomst door het zo laag mogelijk houden van de te veilen capaciteit bij het organiseren van toekomstige veilingen), dient er op gewezen worden dat er tussen theorie en praktijk een niet onbelangrijk verschil bestaat inzake de financiële gevolgen van een dergelijke benadering.

- Mbt residentiële of kleine professionele klanten: zolang er nog geen algemene uitrol is van de slimme meters in de diverse Gewesten (hun bevoegdheid) dan beschikken die klanten gewoonweg niet over de mogelijkheid om hun verbruik af te stemmen om de impact van de prijspieken te vermijden of te mitigeren.
- Zelfs als die categorie klanten over slimme meters zou beschikken dan moet men zich bewust zijn dat de mogelijkheid tot het zich aanpassen qua verbruiksmomenten voor sommige klanten heel gelimiteerd kan zijn. Een winkel kan zijn deuren niet sluiten midden op de dag, gezinnen kunnen een ganse reeks verbruiken niet doen op het moment dat ze niet thuis zijn. Dit kan vermeden worden door lokale opslag of productie in te installeren, maar dat vergt investeringen die wellicht niet voor elke consument mogelijk zijn.
- Andere categorieën verbruikers beschikken wel over meer mogelijkheden en know-how om de nodige aanpassingen en flexibiliteit aan de dag te leggen inzake hun verbruiksmomenten/pieken).
- Indien de bijdrage op nul kan vallen wanneer het systeem onder spanning staat en wanneer het verbruik onder het gemiddelde valt, betekent enerzijds dat bepaalde categorieën niet meer zullen bijdragen daar waar andere groepen consumenten niet over de mogelijkheid beschikken om met verbruiken te schuiven. Daar bovenop zouden die groepen consumenten de niet betaalde bijdrage in de kost van degenen die kunnen schuiven met hun verbruiken, moeten ten laste nemen. Dus enerzijds zitten bepaalde groepen in een niet flexibele situatie waardoor ze geen voordeel kunnen genieten en anderzijds moeten ze dan extra bijdragen voor degenen die hiertoe wel in staat zijn. Anderzijds is het zo dat consumenten die hun piekafname

⁴ Hier kunnen varianten op bepaald worden, waarbij het volatiele piekafname wordt bepaald als het verschil tussen het piekafname en een bepaalde normafname dat tussen 0 en de gemiddelde afname ligt. Wiskundig kan de volatiele piekafname berekend worden als volgt: $\text{volatielePiekafname} = \text{piekAfname} - \alpha * \text{gemiddeldeAfname}$, met α tussen 0 en 1.

— CREG —

verminderen niet enkel de kosten voor zichzelf verminderen, maar ook voor het totale systeem, waardoor op termijn de CRM-kosten verminderen.

Voorgaande houdt dus in dat er binnen de bijdrageplichtigen een verschuiving van de lasten zal plaats vinden.”

De momenten van schaarste worden gedefinieerd zoals in optie 2, zijnde op basis van hoogste DA en RT prijs (weging 50%-50%) .

De eenheidskost in €/kW is dan eenvoudig te berekenen door de totale kost van het CRM te delen door de piek ARP load. De ARP load betreft de netto afname. Er wordt een correctie doorgevoerd om rekening te houden met de productie in het distributienet op het moment van schaarste; die lokale productie wordt de helft lager ingeschat bij schaarste in vergelijking met de uren zonder schaarste, omdat er verwacht wordt dat er bij schaarste weinig lokale hernieuwbare productie is (weinig wind en zon), terwijl de verliezen constant blijven. De piek ARP load wordt dan verhoogd met een factor 1,02 (zie supra), waardoor de eenheidsprijs (€/kW_{tot}) navenant vermindert.

	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
kostprijs	11	107	614	940	M€
kostprijs per kW	4,0	39,3	225,7	345,5	€/kW

De eenheidsprijs voor de volatiele piek ligt vanzelfsprekend beduidend hoger dan bij de berekening op basis van de totale piek.

De onderstaande tabel geeft de berekening van de kost per type klant volgens afnameprofiel weer. Per definitie betalen afnemers die op de momenten van schaarste een piekafname hebben dat kleiner of gelijk is aan hun gemiddeld afname, geen bijdrage bij een facturering op basis van volatiele piekafname.

			kostprijs volgens volatiele piekafname (kW) - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)			
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)	
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
MWh			11	107	614	940
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	82.907	806.460	4.627.723	7.084.787
	grote industrie	200.000	11.692	113.731	652.623	999.129
	kleine industrie	25.000	2.210	21.498	123.365	188.864
	KMO	100	17	164	939	1.437
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	1,0	10	57	87
	<i>Gezinnen incl BTW</i>	3,5	1,2	12	68	105
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,5	5	26	40
	<i>Gezinnen nacht incl BTW</i>	5,3	0,6	5	32	48

— CREG —

4 Synthese per gebruikscategorie

De onderstaande tabellen geven een synthese per afnamecategorie, zonder degressiviteit.

gemiddelde afname: 1.000.000 MWh	kostprijs ZEER GROTE INDUSTRIE - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
energie (per MWh)	159.076	1.547.372	8.879.315	13.593.739	€/jaar
afnamepiek (per kW)	132.287	1.286.791	7.384.015	11.304.518	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	82.907	806.460	4.627.723	7.084.787	€/jaar

gemiddelde afname: 200.000 MWh	kostprijs GROTE INDUSTRIE - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
energie (per MWh)	31.815	309.474	1.775.863	2.718.748	€/jaar
afnamepiek (per kW)	30.215	293.905	1.686.520	2.581.969	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	11.692	113.731	652.623	999.129	€/jaar

gemiddelde afname: 25.000 MWh	kostprijs KLEINE INDUSTRIE - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar
energie (per MWh)	3.977	38.684	221.983	339.843	€/jaar
afnamepiek (per kW)	3.473	33.782	193.852	296.777	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	2.210	21.498	123.365	188.864	€/jaar

aantal: 28.000	kostprijs KMO - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG				
gemiddelde afname: 100 MWh	kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
	budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
Tariefdrager	11	107	614	940	M€/jaar

— CREG —

energie (per MWh)	16	155	888	1.359	€/jaar
afnamepiek (per kW)	17	165	949	1.452	€/jaar
volatiele afnamepiek (per kW)	17	164	939	1.437	€/jaar

aantal: 3,56 miljoen		kostprijs GEZINNEN DAGVERBRUIK - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG			
gemiddelde afname: 3,5 MWh		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)	
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
	Tariefdrager	11	107	614	940
exclusief BTW	energie (per MWh)	0,6	5	31	48
	afnamepiek (per kW)	0,7	7	39	60
	volatiele afnamepiek (per kW)	1,0	10	57	87
inclusief BTW (21%)	energie (per MWh)	0,7	7	38	58
	afnamepiek (per kW)	0,9	8	47	73
	volatiele afnamepiek (per kW)	1,2	12	68	105

aantal: 900.000		kostprijs GEZINNEN NACHTVERBRUIK - volgens tarifaire basis - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG			
gemiddelde afname: 5,2 MWh		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)	
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B
	Tariefdrager	11	107	614	940
exclusief BTW	energie (per MWh)	0,8	8	47	71
	afnamepiek (per kW)	0,8	7	43	66
	volatiele afnamepiek (per kW)	0,5	5	26	40
inclusief BTW (21%)	energie (per MWh)	1,0	10	56	86
	afnamepiek (per kW)	0,9	9	52	80
	volatiele afnamepiek (per kW)	0,6	5	32	48

B. 4. ELIA

Schriftelijke antwoorden van Elia Transmission Belgium (“Elia”) op de parlementaire vragen inzake bevoorradingszekerheid, en het Capacity Remuneration Mechanism (“CRM”), in het bijzonder.

* * *

Réponses écrites d’Elia Transmission Belgium (“Elia”) aux questions parlementaires relatives à la sécurité d’approvisionnement, et en particulier, le Capacity Remuneration Mechanisme (“CRM”)

- 27/05/ 2020 -

VRAGEN AAN / QUESTIONS A CREG – ELIA – DG Energie

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-fractie

- **De betrouwbaarheidsnorm die momenteel in België wordt toegepast (LOLe) zal wellicht wijzigen in het kader van de Europese verordening. Werden sensitiviteiten opgenomen die hierop anticiperen, dus waarbij verschillende LOLe's voorzien worden? Zo niet is het mogelijk om dit nog te doen? En wat zou daarvan mogelijke impact zijn op volumebepaling en kostprijs?**

Het vigerende wetgevende en regulatoire kader vormt zoals steeds de basis voor Elia's studies inzake bevoorradingszekerheid ter ondersteuning van de beleidsmakers. De LoLe betreft het niveau van bevoorradingszekerheid dat moet worden bereikt en is bepaald in artikel 7 bis van de elektriciteitswet ("een LOLe van minder dan 3 uur en van een LOLe95 van minder dan 20 uur"). Het is deze wettelijke standaard die Elia als een vast gegeven beschouwt en reeds jaren toepast voor de bevoorradingszekerheidsanalyses. Er werden hier geen sensitiviteiten op uitgevoerd, aangezien deze wettelijke bepaling geen vrij te interpreteren element bevat, maar een politieke keuze is, verankerd in de elektriciteitswet.

Onze buurlanden hanteren allen een vergelijkbare standaard (Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk hanteren ook 3h LoLe, Nederland 4h en Duitsland 5h).

De Europese verordening bepaalt dat er een Europese methodologie moet komen (op voorstel van ENTSO-E en ter goedkeuring van ACER), op basis waarvan dan een nationale standaard bepaald moet worden. De methodologie zal dus geen uniforme waarde bepalen, het is een methodologie voor de bepaling van de standaard. Het is vervolgens aan elke individuele lidstaat om deze methodologie toe te passen. In de praktijk zal dit inhouden dat de regulator op basis van de methodologie een voorstel van waarde moet formuleren, waarna de lidstaat de waarde zal bepalen.

Dit is en blijft dus een maatschappelijke keuze met sociaaleconomische consequenties, waardoor het ook in de toekomst aan de politieke beleidsmakers zal toekomen om een keuze te maken over het na te streven niveau van bevoorradingszekerheid van het land.

Hoe hoger de LoLe, hoe minder nood aan capaciteit natuurlijk. Anderzijds, kies je dan als lidstaat voor een lager niveau van bevoorradingszekerheid, word je als lidstaat nog afhankelijker van import uit de buurlanden, heb je meer kans op schaarste, hogere elektriciteitsprijzen en kans op afschakeling (incl. de voorafgaande stappen in kader van het afschakelplan).

De Europese methodologie is actueel nog volop onder discussie. Het voorstel werd onlangs door ENTSO-E aan ACER overgemaakt, na publieke consultatie, en ACER heeft drie maanden om hierover te beslissen. Een beslissing over de methodologie wordt dus niet voor het einde van de zomer verwacht. Vervolgens dient nog het nationaal proces opgestart te worden. Noteer ook dat een eventuele wijziging van het bevoorradingscriterium van de ons omringende landen een grote impact heeft op de bevoorradingszekerheid van België (en waarop België geen impact heeft). Gezien de vele onzekerheden is het daarom nog te prematuur om hierop al vooruit te lopen en nieuwe conclusies te trekken, behoudens het feit dat rekenen op de buurlanden voor de bevoorradingszekerheid van België nog meer onder druk kan komen (bovenop de huidige situatie en de assumpties van invoer die reeds beschouwd worden in de adequacy-studies).

Men kan zich vragen stellen bij de wenselijkheid van een dergelijke afhankelijkheid van middelen gesitueerd in de buurlanden, die door de buitenlandse consumenten gefinancierd werden, en dit voor een strategische sector als de elektriciteitsvoorziening. Ook op politiek vlak zal het gebruik van deze middelen geen vanzelfsprekendheid zijn.

Concluderend kan men dus stellen dat de betrouwbaarheidsnorm voor België vastgelegd is per wet en dit de basis vormt voor het studiewerk, een eventuele wijziging van deze norm onzeker is (zowel inhoudelijk als inzake timing) en dat de normen van de buurlanden ook de Belgische bevoorradsingszekerheid zullen beïnvloeden. Enkel de methodologie zal geharmoniseerd worden op Europees niveau, niet de waarde van het criterium zelf. Het vastleggen van dit sociaaleconomisch belangrijke criterium inzake de bevoorradsingszekerheid van het land komt uiteindelijk de nationale overheid toe.

- **Zou een mogelijkheid ook zijn om het verplicht niveau van leveringszekerheid te laten variëren bij verschillende consumentengroepen? Vandaag gelden dezelfde strenge criteria voor iedereen, terwijl sommige consumenten misschien bereid zijn in contracten met vraagsturing te stappen. Kan onderzocht worden wat de sociaal-economische impact zou zijn van verschillende criteria per consumentengroep, en hoe dat de bevoorradsingskloof zou beïnvloeden?**

Vooreerst is er een verschil tussen vrijwillige en onvrijwillige afschakeling. Voor alle duidelijkheid, vandaag reeds zijn er mogelijkheden voorzien in de markt (voor de ondersteunende diensten, maar ook voor het beheer van de portfolio van marktactoren) waarbij (groot)verbruikers vrijwillig, tegen een vooraf overeengekomen prijs, hun vermogen laten variëren om het evenwicht van het net te ondersteunen of het portfolio van de betrokken marktactor te beheren. België is één van de koplopers in dit domein en kan rekenen op een heel actieve participatiegraad van vraagzijdebeheer. Bovendien zijn er ook verschillende initiatieven lopend om dit ook in andere segmenten van de groothandelsmarkt (day-ahead, intraday) nog actiever te faciliteren. Uiteraard kunnen (grotere) afnemers vandaag reeds met hun leverancier en evenwichtsverantwoordelijke contracten afsluiten om aan vraagsturing te doen.

Een recente studie, uitgevoerd door de externe consultant E-cube op basis van een methodologie die overlegd is geweest met alle marktactoren, concludeert dat er reeds ongeveer 800 MW vraagsturing aanwezig is in de Belgische groothandelsmarkt. Dit is exclusief de volumes aan vraagsturing die deelnemen aan de ondersteunende diensten (i.e. nog eens ongeveer 500 MW).

Deze volumes van vrijwillige deelname worden door Elia reeds meegeteld in elke adequacyberekening. In de berekeningen met betrekking tot 2025 (en later) in Elia's studie van juni 2019 werden bovendien nog extra volumes verondersteld, in lijn met de cijfers uit het Nationaal Klimaat- en Energieplan en Energiepact.

Het gebruik van het afschakelplan is een redmiddel, als al de andere middelen onvoldoende zijn. Het afschakelplan is zeer ingrijpend voor de samenleving en moet voor zeer uitzonderlijke omstandigheden voorbehouden blijven. Dit plan kan bovendien geen nauwkeurige en individuele afschakeling realiseren. Het impliceert namelijk dat volledige wijken (soms meerdere gemeenten) onvrijwillig afgeschakeld worden (huishoudens, openbaar vervoer, KMO's, etc.). Dit heeft een economische impact, maar evenzeer is dit een sociale en maatschappelijke keuze voor de lidstaat. Het is daarom dat het aan de lidstaat toekomt om het niveau inzake bevoorradsingszekerheid te bepalen. Elia waarschuwt tenslotte dat het gebruik van het afschakelplan nooit beschouwd kan worden als deel uitmakend van een normale netuitbating.

Concluderend kan men dus stellen dat België één van de koplopers is inzake de integratie van vrijwillige vraagzijdebeheer in de elektriciteitsmarkten. Hiermee wordt integraal rekening gehouden bij de studies omtrent de bevoorradingszekerheid van het land. Het afschakelplan, dat een onvrijwillige afschakeling inhoudt, is geen middel dat gehanteerd kan worden voor het normale en frequente beheer van het elektriciteitssysteem, maar is voorbehouden voor heel uitzonderlijke situaties.

- Op een aantal opmerkingen van de CREG antwoordde de FOD dat deze zullen meegenomen worden bij toekomstige analyses. Maar zal dit dan nog op tijd zijn voor de veiling van T-4? Het gaat bijvoorbeeld over:
« les directives de ENTSO-e/ACER devant être publiées courant 2020 dans le cadre du Clean Energy Package, elles seront prises en compte par le Comité de suivi de l'analyse publiée en 2021 et relative aux besoins du système électrique belge en matière d'adéquation et de flexibilité du pays sur un horizon de dix ans » ;
« de AD Energie van de FOD Economie sluit zich bij de CREG aan als deze met de historische klimaatjaren meer rekening wenst te houden teneinde de potentiële effecten van de klimaatverandering op de adequacy van het Belgische elektriciteitssysteem zo goed mogelijk te weerspiegelen; dit zal gebeuren zodra de wetenschappelijke elementen beschikbaar zullen zijn ».

Er moet een onderscheid gemaakt worden tussen

- studies ter bepaling van het te contracteren volume in het kader van de CRM; en
- studies ter bepaling van de nood ter invoering van een CRM (of een ander mechanisme).

De eerstvermelde studies bepalen hoeveel volume er geveild en uiteindelijk gecontracteerd moet worden in de CRM. Gezien het marktbrede karakter van een CRM¹, is de (piek)vraag richtinggevend qua grootteorde van het benodigde volume.

De voorbereiding voor deze veiling, waarvoor de instructie gegeven zal worden door de Minister tegen 31 maart 2021, is eind april 2020 gestart. Na afstemming met de AD Energie en overleg met de CREG heeft Elia namelijk de publieke consultatie gestart voor de data, scenario's en sensitiviteiten. Conform het voorstel van Koninklijk Besluit is het uiteindelijk de Minister die het scenario zal kiezen, op voorstel van de CREG, na advies van de FOD. Het is ook de CREG die het volume concreet zal voorstellen, op basis van een rapport van de netbeheerder met de nodige inputs voor de volumebepaling, en de eigen berekening van enkele andere parameters. Het is uiteindelijk de Minister die beslist over het te veilen volume en instructie geeft aan de netbeheerder om de veiling te organiseren. Deze *governance* en de te volgen methodologie voor de CREG en Elia is voorzien in de Elektriciteitswet en in het voorstel van Koninklijk Besluit Methodologie voor het te contracteren volume dat werd verstuurd naar de Europese commissie.

De tweede studie is een studie ter evaluatie van de nood ter invoering van een CRM of een ander mechanisme ter ondersteuning van de bevoorradingszekerheid. Deze studie werd opgeleverd in juni 2019 (cf. nood aan 3,9GW extra capaciteit tegen 2025) en de volgende is voorzien tegen ten laatste juni 2021. Deze laatste zal inderdaad rekeninghouden met de Europese beslissingen inzake de relevante methodologieën, waarvoor meer duidelijkheid verwacht wordt tegen het najaar van 2020. Het verder implementeren van een CRM blijft hoe dan ook een noodzakelijk vangnet. Nieuwe studies uitvoeren op dit moment zal hieraan niets veranderen. Ondertussen worden in alle studies en taken die Elia uitvoert de Europese best-practices (gebaseerd op de

¹ Europese richtlijnen eist dat in geval van een CRM de steun niet beperkt voor nieuwe capaciteit wordt maar ook voor bestaande capaciteit (om de mededinging tussen markactoren niet in het gedrang te zetten).

laatste Europese adequacy analyses) gehanteerd en worden de nationale berekeningen afgestemd op de methodologie en data van de Europese berekeningen.

Concluderend kan men dus stellen dat voor de jaarlijkse studie ter bepaling van het te contracteren volume in het kader van de CRM de methodologie vooropgesteld is in het voorstel van Koninklijk Besluit van de AD Energie en dat dit wordt toegepast (de berekeningen zijn voorzien voor de komende maanden, de consultatie is reeds lopende). Voor de tweejaarlijkse studie ter bepaling van de nood ter invoering van een CRM (of een ander mechanisme), waarvoor de berekeningen voorzien zijn voor het najaar/begin volgend jaar zal inderdaad de relevante methodologieën toegepast worden, zoals toegepast/beslist op Europees niveau.

- **Dans l'éventualité où ces informations ne seraient pas disponibles suffisamment tôt que pour être intégrées dans les enchères T-4, les enchères pourraient-elles être postposées ? Dans l'éventualité où ces enchères seraient postposées, quel sera le risque pour la sécurité d'approvisionnement ? (en LOLE et pour quelles années précisément).**

Deux éléments sont considérés comme fixes : d'une part, les dates à partir desquelles l'ensemble des unités nucléaires ne seront plus légalement autorisées à produire de l'électricité (fin 2025) et d'autre part, le temps nécessaire à la réalisation de nouvelle capacité, estimé à 4 ans.

Ce faisant, un report de l'appel d'offres comme suggéré par la question posée peut avoir deux effets :

- Soit, il n'y a pas d'appel d'offres Y-4 pour la première année de livraison et donc seulement un appel d'offres Y-1;
- Soit, l'appel d'offres Y-4 n'est pas organisé mais est remplacé par un appel d'offres Y-3 pour la première année de livraison.

Ces deux cas sont problématiques pour la sécurité d'approvisionnement du pays.

Dans le premier cas, le temps nécessaire à la réalisation de nouvelle capacité (1 an) est insuffisant pour permettre d'assurer le développement du besoin en capacité nécessaire à assurer la sécurité d'approvisionnement. En effet, nos études montrent un besoin de nouvelle capacité de 3,9 GW pour l'année de livraison 2025 (en prenant en compte que toutes les capacités existantes resteraient dans le marché et en considérant que de nouvelles capacités renouvelables, de 'demand response' et d'interconnexions seraient développées). Sans cette capacité, le LoLE s'élèverait à une dizaine d'heures indiquant un risque réel d'activer le plan de délestage à plusieurs reprises et d'avoir des prix d'énergie qui augmenteraient significativement. Les effets de LOLE, de prix, etc. sont décrits dans l'étude d'Elia de juin 2019 (cf. section 4.7.3). Une partie de cette capacité pourrait potentiellement être réalisée (nouvelle capacité réalisable en 1 an). Toutefois, dès lors qu'elle ne serait probablement pas suffisante pour atteindre le volume recherché, ceci signifie que l'ensemble de la capacité offerte devrait être contractée, mettant à mal la concurrence nécessaire devant permettre une maîtrise du coût du mécanisme. Ainsi, ce scénario mènerait à une solution couteuse et ne garantissant pas la sécurité d'approvisionnement.

Dans le second cas, il n'y aurait qu'un délai de réalisation de 3 ans pour développer de nouvelles capacités. Le marché indique que cette période est trop courte pour que certaines technologies puissent être développées à temps et, de fait, la conséquence serait un mécanisme technologiquement non-neutre. En outre, il est peu probable que l'ensemble des besoins en nouvelles capacités (notamment 3,9 GW) puisse être satisfait dans un délai aussi court, ce qui

entraînerait un risque pour la sécurité d'approvisionnement. De plus, un cadre légal pour un appel d'offres Y-3 n'existe pas, la loi prévoyant uniquement des enchères Y-4 et Y-1. Notons que des enchères Y-4 permettant à toutes technologies de participer apparaissent comme un 'best practice' découlant de l'observation d'autres mécanismes de capacité (même dans des pays où le besoin en nouvelles capacités n'est pas si élevé).

Elia travaille donc, conformément à la récente instruction du ministre à la DG Energie de travailler ensemble avec les membres du comité de suivi, pour que tout soit prêt à temps pour la première mise aux enchères Y-4, comme prévu en 2021, pour l'année de livraison 2025.

En conclusion Elia travaille dans le cadre des instructions reçues et comme déterminé par la loi, en espèce la préparation d'une mise aux enchères en 2021 pour l'année de livraison de capacité 2025. Ne pas respecter ce cadre risque de mettre en péril la sécurité d'approvisionnement du pays.

- **Op welke manier kan ervoor gezorgd worden dat er voldoende prikkels blijven voor energie-efficiëntie, vraagsturing en flexibilisering van het energiesysteem, aangezien dit essentieel is om te evolueren naar een klimaatneutraal energiesysteem.**

Enerzijds is de CRM volledig technologie-neutraal: alle soorten capaciteiten kunnen deelnemen en dus ook vraagsturing, opslag, WKK's, etc. Dit is bovendien een cruciale vereiste die volgt uit de Europese regelgeving, dewelke typisch actief wordt getoetst door de Europese Commissie in het kader van richtlijnen met betrekking tot het geoorloofd zijn van staatssteun. In het kader van het Belgische CRM zijn verschillende elementen expliciet voorzien om hieraan tegemoet te komen. Enerzijds reeds in de wet, met name de expliciete voorziening om een deel van het volume te reserveren voor de Y-1 veiling, teneinde in het bijzonder vraagsturing te faciliteren. Anderzijds in de operationele regels, voor dewelke uitgebreide interactie en input werd ontvangen van de marktpartijen (bijvoorbeeld het toelaten van zogenaamde 'unproven capacity', bijzondere regels met betrekking tot de toepassing van de payback regels, het voorzien van een menu aan service levels opdat effectief rekening gehouden kan worden met de technologische aard van de deelnemer, etc.).

Anderzijds is het belangrijk om de CRM juist te kaderen in het geheel van het functioneren van de markt. De CRM werkt louter complementair aan de energiemarkt. De CRM werkt residueel. De belangrijkste bron van inkomsten wordt nog steeds verondersteld te komen vanuit de 'normale' energiemarkt. Het continue verbeteren van het functioneren van de energiemarkt om zo alle technologieën te kunnen faciliteren is steeds en blijft ook nu een prioriteit. Het verdient hier opgemerkt te worden dat België een implementatieplan ter verbetering van het functioneren van de energiemarkt heeft ingediend bij de Europese Commissie. In de opinie van de Europese Commissie wordt erkend dat het huidige functioneren en de voorziene initiatieven voldoende zijn om het goed en zelfs beter functioneren van de energiemarkt veilig te stellen. Hierin is bijvoorbeeld ook bijzondere aandacht besteed aan het faciliteren van vraagsturing en flexibiliteit.

De CRM vervangt ook allerm minst de initiatieven van de verschillende overheden om de duurzaamheidscriteria van de lidstaat na te streven. Elia is hier geen expert terzake, maar denkt voornamelijk aan regionale verantwoordelijkheden voor de ontwikkeling van bovenvermelde filières. Tot slot, we herhalen, zoals eerder vermeld, dat België erkend wordt als één van de koplopers inzake de ontwikkeling van vraagzijdebeheer in verschillende energiemarkten. Dit wordt bijvoorbeeld ook expliciet erkend door SmartEn, de Europese sectorassociatie die hier specifiek op focust.²

² Zie bijvoorbeeld de 2019 SmartEn EU Market Monitor for Demand Side Flexibility (https://smarten.eu/wp-content/uploads/2019/11/EU_Market_Monitor_2019_short_final.pdf)

Concluderend kan men dus stellen dat het CRM technologie-neutraal is en alle capaciteiten hieraan kunnen deelnemen, in verhouding tot hun bijdrage aan de bevoorradingszekerheid. Additionele initiatieven voor een betere marktwerking zijn steeds welgekomen en is dit ook voorzien (zoals o.a. opgenomen in het Belgische Implementatieplan). De CRM werkt enkel residueel aan de energiemarkt (hoe beter de energiemarkt, hoe minder ontbrekende inkomsten te vergoeden via de CRM).

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PS-fractie

- **Quelles sont les dégressivités mises en place pour la surcharge off-shore; le mécanisme est-il bien compatible avec les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aide d'Etat ?**

Les modalités de dégressivité applicable à la surcharge offshore, dont Elia est chargée de la perception, sont décrites à l'article 7 de la Loi Electricité. Elia applique cette législation.

Il ne revient pas à Elia d'analyser ou de se prononcer sur la compatibilité de cette disposition législative avec les règles européennes.

- **Si un mécanisme de dégressivité est mis en place, l'Etat belge doit aussi le notifier à la Commission européenne. Avez-vous une idée des délais? Ceci ne va-t-il pas impacter le calendrier de mise en place du CRM?**

Il ne revient pas à Elia de se prononcer sur la nécessité d'introduire une règle de dégressivité, ni sur la règle qui peut/doit être retenue. Par contre, Elia partage l'avis que l'octroi d'un avantage particulier conféré par l'autorité publique à certains acteurs dans la couverture d'un coût lié à une obligation de service public devrait faire l'objet d'une notification auprès des institutions européennes afin qu'elles puissent vérifier le respect des règles européennes en matière d'aides d'État.

Selon ce que nous avons compris – notamment au travers les débats tenus au sein de cette Commission – des interactions intervenues dans le cadre de la notification du mécanisme du CRM, la Commission européenne a demandé à la Belgique de faire un choix (préférentiel) parmi les trois choix déjà notifiés concernant le financement du CRM. Nous comprenons que la Commission européenne n'entend traiter le dossier belge du CRM que lorsque ce choix politique aura été réalisé. Ce choix est dès lors particulièrement urgent.

En effet, au plus de temps est pris pour compléter le dossier, au plus le travail d'analyse de la Commission européenne sur la comptabilité du mécanisme notifié avec les règles européennes en matière d'Aide d'État est retardé. Cet aval par la Commission Européenne nous semble être une étape nécessaire avant que la Ministre donne les instructions relatives au premier appel d'offres pour le volume du CRM prévu le 31 mars 2021, comme établi par la loi de l'électricité. Même en cas d'investigation approfondie, il sera indispensable de convenir avec la Commission européenne d'un calendrier approprié pour obtenir à temps l'approbation requise.

Sans vouloir préjuger des choix politiques qui pourraient être faits à cet égard, Elia estime qu'il est techniquement possible de notifier le choix de la dégressivité et d'autres modalités de répartition des coûts du CRM dans une notification ultérieure, traitant spécifiquement de ce point. Le dossier du CRM peut être complété d'un choix sur le financement, sans mention de dégressivité, et assurer en parallèle, d'autres discussions sur la dégressivité.

A cet égard, il est utile de rappeler que la Loi Electricité prévoit dans l'article 7quaterdecies, §1, que « la première application du mode de financement, déterminé en vertu de l'alinéa 1er, intervient au

plus tôt trois ans avant la première période de fourniture de capacité. » Ceci implique donc que la première application d'une Surcharge CRM peut au plus tôt avoir des effets en 2022, (2025 étant la première période de fourniture de capacité)³. Il demeure dès lors plus d'un an et demi pour préparer et soumettre le cas échéant un dossier de demande de validation des mesures de dégressivité à appliquer au mécanisme de financement choisi. Il appartient bien entendu aux décideurs politiques de choisir l'approche qui leur semble la plus souhaitable.

En conclusion et en tout état de cause, nous pensons que le dossier du CRM devrait être finalisé le plus rapidement possible, en identifiant le choix préféré pour le financement du CRM, afin que la mise en œuvre du CRM puisse être réalisée à temps (première mise aux enchères d'ici mars 2021), sous peine de mettre en danger la sécurité d'approvisionnement du pays en 2025. Sans vouloir préjuger des choix politiques qui pourraient être faits à cet égard, Elia estime qu'il est techniquement possible de notifier le choix de la dégressivité et d'autres modalités de répartition des coûts du CRM dans une notification ultérieure, traitant spécifiquement de ce point.

- **Une partie du coût du CRM ne pourrait-elle pas être prise par le budget de l'Etat/via éventuellement une nouvelle contribution?**

C'est en effet une option qui relève d'un choix de l'autorité publique. La multiplication des sources de financement constitue cependant un facteur de complexité et par-là de risque.

En tout état de cause, si l'Etat entend financer par lui-même tout ou partie du CRM, Elia demande alors à ce que l'Etat se désigne, ou désigne une entité publique, comme contrepartie contractuelle.

Enfin, Elia se permet de souligner que les mécanismes de dégressivité mis en place par l'Etat induisent une contribution directe par l'Etat au profit des bénéficiaires des mesures de dégressivité.

- **Quel serait l'impact pour la facture des ménages si l'option de l'obligation de service public via Elia était retenue comme source de financement du CRM ?**

En annexe de ce document, vous trouverez une analyse réalisée par Elia à la demande de la Ministre de l'Energie datant de l'été 2018. La question portait sur la répartition du coût du CRM et son impact sur différentes catégories d'utilisateurs. Les hypothèses sur le coût total (350M€ sur base de l'estimation réalisée par PwC) et les pistes de financement à analyser étaient précisées dans la demande de la ministre.

La note ci-jointe avait été préalablement discutée avec la CREG pour vérifier la convergence des estimations (la CREG ayant également réalisé une note similaire à l'attention de la Ministre). En l'espèce, les résultats de la CREG et d'Elia sont très similaires. Ces documents ont été partagés avec le Comité de suivi dans le cadre de la question du financement et de l'analyse approfondie de PwC (dont les résultats ont été présentés au Parlement).

L'analyse réalisée est toujours d'actualité. En effet, les règles d'allocation des coûts n'ont pas véritablement changé depuis lors. Dans l'hypothèse où la simulation devait porter sur un impact annuel différent de 350M€/an, une bonne approximation de l'impact auprès des différentes catégories d'utilisateurs pris en compte pourrait être obtenue au travers l'application d'une règle de trois.

³ Pour rappel, cette disposition a été introduite pour assurer que la contrepartie contractuelle puisse commencer à récolter des moyens financiers préalablement au moment où les détenteurs de capacités

En ce qui concerne la piste de financement par le biais d'une obligation de service public financée par un composant tarifaire additionnel aux tarifs d'Elia, nous renvoyons aux chapitres 2.1.2 et 2.3 de la note, respectivement pour une répartition basée sur l'énergie nette prélevée (MWh) ou la puissance prélevée (MW).

De plus, une analyse variante a été établie, en prenant en compte le mécanisme de dégressivité tel qu'il est applicable à la Surcharge CV offshore. Le tableau récapitulatif de l'impact annuel par catégorie d'utilisateurs en cas d'application de la surcharge sur l'énergie prélevée (MWh) est le suivant:

Categorie	Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]	Totale kostprijs zonder degressiviteit [Euro]	Totale kostprijs met degressiviteit [Euro]
Heel grote industriële klant	1.000.000	5.193.468,76 €	250.000,00 €
Heel grote industriële klant	500.000	2.596.734,38 €	250.000,00 €
Grote industriële klant	100.000	519.346,88 €	250.000,00 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	129.836,72 €	97.665,78
Kleine industriële klant	10.000	48.101,32 €	36.342,95
Kleine industriële klant	1.000	4.810,13 €	3.874,56
KMO	50	240,51 €	218,86
Huishouden	3,5	16,84 €	16,84

Selon les règles de dégressivité appliquées à la surcharge offshore, le coût qui n'est pas supporté par les utilisateurs du réseau auxquels cette dégressivité s'applique est pris en charge par l'État. Pour les utilisateurs connectés au réseau d'Elia, ce coût total est estimé à 38,5 M€/an. Pour les utilisateurs du réseau connectés au système de distribution qui bénéficient également de la dégressivité, Elia n'est pas en mesure de faire une estimation en l'absence des données nécessaires à cet égard. La CREG a chiffré l'impact total pour le budget de l'Etat fédéral à 92 M€/an.

Sur la base de la note ci-jointe et des hypothèses qui y sont exposées, l'impact sur les ménages serait donc un coût annuel de 16,84 euro (tant dans l'option avec ou sans dégressivité selon règles de la surcharge d'offshore).

Le tableau ci-dessous donne un aperçu de l'impact sur les différentes catégories d'utilisateurs si le vecteur tarifaire est basé sur la puissance prélevée. Pour ceci, Elia a pris des hypothèses qui sont décrites dans la note.

<u>Categorie</u>	Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]	<u>Gemiddelde piek tijdens de 5 kwartieren met hoogste Belpex-prijs en de negatieve onevenwichtsprijs [MW/kW]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.000.000	120,660 MW	3.989.810,62 €
Heel grote industriële klant	500.000	51,398 MW	1.699.554,83 €
Grote industriële klant	100.000	10,903 MW	360.524,66 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	3,357 MW	111.004,43 €
Kleine industriële klant	10.000	1,961 MW	64.843,52 €
Kleine industriële klant	1.000	160,437 kW	5.305,10 €
KMO	50	8,244 kW	272,60 €
Huishouden	3,5	0,589 kW	19,47 €

En conclusion une facturation du financement du CRM sur base de la puissance nette prélevée (MW) déplacera un peu plus la charge de ce mécanisme vers les ménages et les PME qu'une facturation sur la base de l'énergie nette prélevée (MWh). L'ordre de grandeur est toutefois assez similaire (16,84EUR et 19,47 EUR par an, pour un ménage moyen).

- **S'agit-il en l'occurrence d'une obligation de service public avec ou sans dégressivité pour les grandes entreprises ?**

Voire la réponse à la question précédente.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE PVDA-PTB fractie

- **Combien de temps prendrait une étude complémentaire sur les besoins d'approvisionnements en électricité en Belgique à l'horizon 2025 suite à la sortie programmée du nucléaire ? Cette étude complémentaire tiendrait compte de toutes les remarques formulées par la CREG dans l'étude F1957. Même question mais en ne tenant pas compte de toutes les hypothèses formulées dans le papier F1957 mais en tenant uniquement compte du réchauffement climatique donc en réduisant le nombre d'hivers à 20 au lieu de 40 dans les calculs ?**

Pour tenir compte des commentaires de la CREG, Elia entend faire référence à la réponse à la première question posée par Groen/Ecolo (en court : le point de départ des études réalisées par Elia est la réglementation et législation déterminées au moment des analyses, et les commentaires de la CREG ne s'inscrivent pas dans ce cadre).

En effet, les méthodologies européennes étant toujours en cours de discussion, Elia n'est pas en mesure d'anticiper les décisions finales tant au niveau européen, qu'en ce qui concerne leur implémentation nationale.

En ce qui concerne le fonds des remarques de la CREG, nous faisons également référence à l'analyse de la DG Energie, qui a répondu et pris position sur celles-ci⁴.

En ce qui concerne les années climatiques en particulier, Elia utilise la même base de données que celle utilisée dans les études d'adéquation harmonisées et consultées publiquement au niveau européen. Afin de pouvoir présenter des résultats cohérents et de déjà travailler dans l'esprit du 'Clean Energy Package', il semble approprié d'utiliser autant que possible cet ensemble de données européennes et de ne pas s'en écarter uniquement pour la Belgique.

Enfin, pour ce qui a trait des modalités pratiques de réalisation d'une étude d'adéquation, une telle étude requiert un délai d'exécution d'au moins 8 mois. La réalisation de l'étude publiée en juin 2019 a été lancée en octobre 2018. En effet, de nombreuses étapes doivent être franchies (collaboration avec l'AD Energie, le Bureau du Plan et concertation avec la CREG; collecte de données, consultation publique, améliorations au niveau méthodologique/de modélisation, construction des modèles, réalisation d'analyses et de simulations, rédaction du rapport et publication dans un document finalisé et compréhensible pour le grand public). Pour la réalisation de l'étude requise par la Loi Electricité et attendue en 2021, Elia entend initier le processus rapidement (vers l'été 2020). Cette étude sera réalisée en collaboration avec l'AD Energie et le Bureau fédéral du Plan et en concertation avec la CREG, comme le prévoit la loi 'électricité'.

En conclusion, le point de départ des études réalisées par Elia est la réglementation et législation déterminées au moment des analyses. Les commentaires de la CREG ne s'inscrivent pas dans ce cadre, les méthodologies européennes sont toujours en cours de discussion et la DG Energie s'est déjà prononcé sur les remarques de la CREG. Une étude d'adéquation prend environ 8 mois et Elia entend initier le processus pour la prochaine étude prochainement (été 2020).

⁴ <https://economie.fgov.be/sites/default/files/Files/Energy/Mecanisme-remuneration-capacite-Note-E2-02-10-2019.pdf>

QUESTIONS A / VRAGEN AAN ELIA

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE N-VA-fractie

- **Wat is volgens Elia de becijferde impact op de bevoorradingszekerheid en de kosten indien het voorstel van CREG wordt gevolgd?**

Voor de uitgebreide analyse van Elia op het voorstel van de CREG (reactie van meer dan 65 pagina's), verwijzen we naar de bijdrage die Elia heeft geleverd in het kader van de publieke consultatie van de CREG op hun ontwerpvoorstel, georganiseerd in december 2019⁵ en maart 2020⁶.

Voor dit antwoord halen we enkele van de belangrijkste opmerkingen aan, dewelke aantonen dat volgens Elia, het voorstel van de CREG over de bepaling van het beoogde volume, de wettelijke criteria inzake bevoorradingszekerheid van het land niet kan garanderen.

Dit kan worden verklaard door het feit dat:

- De 'budgetbenadering' voorgesteld door de CREG impliceert dat een vooraf bepaald maximumbudget ter beschikking wordt gesteld om de capaciteit aan te kopen. Is het budget op, dan wordt geen capaciteit meer aangekocht. Dit kan er uiteraard toe leiden dat de benodigde capaciteit om de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen niet volledig gecontracteerd kan worden. Het budget dat de CREG vooropstelt lijkt a priori (heel) beperkt en zonder in de techniciteit te vervallen, leidt het wel degelijk tot de reële mogelijkheid dat er te weinig capaciteit gecontracteerd kan worden om de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen.
- Bovenstaande vaststelling inzake de 'budgetbenadering' is ook te zien in de volgende figuur waar de verschillende 'vraagcurves' van andere landen met een CRM op vergelijkbare schaal worden weergegeven met het voorstel van de CREG. De vraagcurve wordt normaal rond een doelvolumen opgebouwd. Dit doelvolumen bevindt zich in de grafiek aan de rechterzijde, typisch ongeveer halverwege het aflopende deel van de vraagcurves zoals opgesteld in andere landen. In het geval van CREG's voorstel, is het doelvolumen de facto niet bereikbaar. Het doelvolumen wordt vooropgesteld als het uiterste volume dat gecontracteerd kan worden, maar zoals op de verticale as te lezen valt, is dit slechts mogelijk aan zeer lage prijzen. De kalibratie van een vraagcurve vertrekt echter net van de best mogelijke inschatting van de prijs die een nieuwe capaciteit zal aanbieden (zogenaamde netCONE). In de curve die de CREG voorstelt, vormt deze geschatte prijs net de maximale prijs die betaald kan worden bij kleine volumes (i.e. veel minder dan het doelvolumen), uiterst links in de grafiek. In de vraagcurves zoals gebruikt in andere landen (en zoals ook opgenomen in het voorstel van de AD Energie), kan die prijs ook bereikt worden bij het doelvolumen.

⁵ <https://www.creg.be/nl/publicaties/nota-z2024>

⁶ <https://www.creg.be/nl/publicaties/voorstel-e2064>

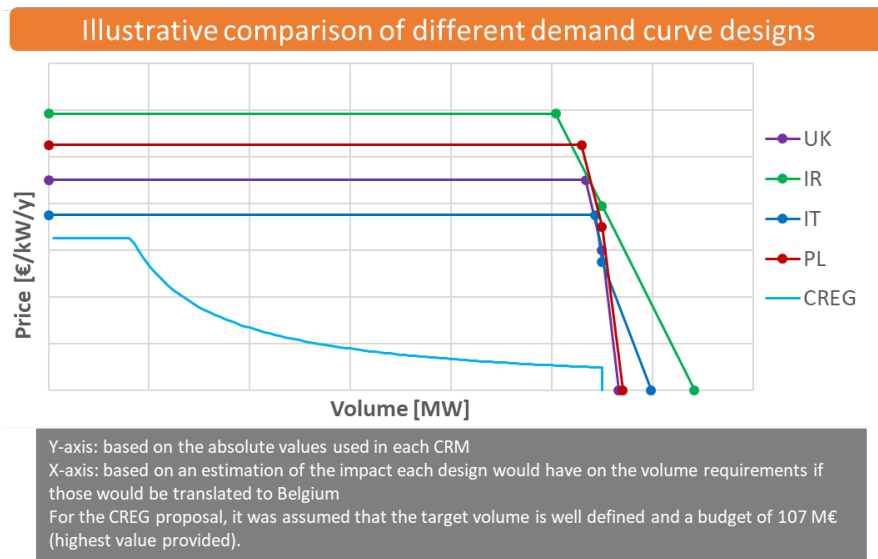


Figure 1: Comparison of different demand curve designs.

Bovendien zou het gebruik van een dergelijke 'budgetbenadering', aangezien niet aan het criterium van bevoorradingszekerheid wordt voldaan, tot hogere elektriciteitsprijzen leiden voor alle consumenten. Dit kan worden verklaard door de volgende redenering:

- Het criterium van de bevoorradingszekerheid vertegenwoordigt het economisch optimum. Dit economisch optimum kan worden uitgedrukt als het punt waarop de incrementele kosten van de extra noodzakelijke capaciteit gelijk zijn aan de incrementele baten ervan;
- Als het CRM zodanig zou worden ontworpen dat het structureel niet in staat zou zijn dit optimum te bereiken, zou dit dus leiden tot een suboptimaal resultaat in de totale welvaart die voornamelijk wordt verklaard door het feit dat elektriciteitsprijzen in de groothandelsmarkt hoger zouden zijn;
- Tenslotte, alleen de kosten van de CRM beschouwen houdt geen rekening met de voordelen voor de samenleving (lagere elektriciteitsprijzen) en zal dus leiden tot suboptimale resultaten (in termen van voorzieningszekerheid en algemene welvaart).

Een tweede grote opmerking is dat de CREG beschouwt dat evenwichtsreserves gebruikt moeten worden om bevoorradingszekerheidsproblemen op te lossen. Dit is in strijd met de gangbare praktijk op Europees niveau. Een onevenwichtsprobleem kan namelijk ook op hetzelfde moment als een bevoorradingszekerheidsprobleem optreden. De berekening en contractualisatie van de vereiste evenwichtsreserves verloopt bovendien volgens een aparte procedure en zijn berekend op hetgeen nodig is om te allen tijde een stabiel en veilig elektriciteitsnet te kunnen uitbaten. De internationaal geldende afspraken houden met name in dat, bij onverwacht incident binnen een bepaald land (bvb. verlies van een grote productie-eenheid) het evenwicht van dat land binnen het kwartier dient hersteld te worden. Het is volgens Elia daarom niet gepast vanuit de optiek van goed netbeheer om deze capaciteiten in rekening te brengen om bevoorradingszekerheidsproblemen af te dekken.

Concluderend wensen we te verwijzen naar ons uitgebreide bijdrage op de publieke consultatie van de CREG. De twee belangrijkste opmerkingen zijn dat het voorstel van de CREG ertoe kan leiden dat er te weinig budget is om de benodigde capaciteit te contracteren om de bevoorradingszekerheid van het land te garanderen (en zo voorbijgegaan wordt aan het primaire objectief van de CRM) en dat evenwichtsreserves dienen om het evenwicht van het net te garanderen en niet gebruikt moeten worden voor de bevoorradingszekerheid.

- **Welke amendementen kunnen volgens u overwogen worden die een positieve impact heeft op de kosten en een aanvaardbare impact op bevoorradingszekerheid**

Elia oordeelt dat het voorstel van Koninklijk Besluit zoals voorgesteld door de AD Energie, na publieke consultatie en overgemaakt aan de Europese Commissie een voorstel is dat inderdaad overeenkomt met de methodologieën ter bepaling van het volume in een CRM zoals weerhouden in andere Europese landen (met een gelijkaardige CRM als België). Deze zijn dan ook reeds goedgekeurd door de Europese Commissie.

Merk op dat de Europese Commissie in het kader van de evaluatie van het geoorloofd karakter van staatssteun in het bijzonder nagaat of de toe te kennen steun voldoet aan het criterium van evenredigheid, cf. paragraaf (211) van de 'Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020':

'(211) Het steunbedrag moet beperkt zijn tot het minimum dat noodzakelijk is om de nagestreefde doelstelling op het gebied van infrastructuurvoorzieningen te bereiken. Voor infrastructuursteun wordt het nulscenario geacht de situatie te zijn waarin het project niet zou plaatsvinden. De in aanmerking komende kosten worden dus gevormd door de financieringskloof'.

Het doel van de volumebepaling van de CRM moet, conform het objectief van de CRM, in eerste instantie zijn om het beoogde niveau van bevoorradingszekerheid, zoals bepaald door de lidstaat, te kunnen bereiken. En dit dient vervolgens te gebeuren aan de laagste kost. Echter, het nastreven van de laagste kost mag er niet toe leiden dat dit beperkend werkt en mogelijks leidt tot de onmogelijkheid om het benodigde volume te kunnen contracteren. Zoniet wordt voorbijgegaan aan het primaire objectief en de intrinsieke reden om een CRM in te voeren. Sterker zelfs, het zou nefast kunnen werken in de zin dat weliswaar kosten worden gemaakt voor de CRM maar dat intrinsiek aan dergelijke budgetbeperking, vooraf vertrokken wordt van de assumptie dat een te lage bevoorradingszekerheid het resultaat is van het mechanisme. In die optiek oordeelt Elia dat het voorstel van Koninklijk Besluit van de AD Energie voldoet aan de vereiste met betrekking tot het nastreven van een zo laag mogelijke kost om de bevoorradingszekerheid te garanderen zoals voorzien in de Elektriciteitswet.

Daarentegen kan Elia melden dat in het 'design' van de CRM, zijnde in de keuzes hoe het mechanisme zal werken en uitgevoerd wordt, wel degelijk elke keuze getoetst werd aan verschillende criteria, en in het bijzonder dat van de laagste kost. Elia heeft ter zake ook kunnen rekenen op de nuttige bijdrage van verschillende marktpartijen. Onderstaande elementen in het design van de Belgische CRM zijn expliciet georiënteerd op het beperken van de kost. Een aantal werden reeds voorzien in het wettelijk kader, andere elementen komen tot uiting in de uitwerking van het design:

- Globaal wordt een competitief proces nagestreefd. Het werken met veilingen lijkt evident, maar ook in het veilingsdesign werd expliciet geopteerd voor designkeuzes die de concurrentie beschermen en/of versterken. Het gebruik van een 'single round, sealed bid' model werkt bijvoorbeeld beschermend voor nieuwe en kleinere spelers,

hetgeen een ruimere deelname, meer competitie en dus een prijsdempend effect kan hebben. Ook het toepassen van een pay-as-bid clearingsysteem in de eerste jaren van de CRM is een bewuste kostenbeperkende maatregel. Het vermijdt dat alle deelnemers een mogelijk hoge prijs zouden verkrijgen. Ook het overschakelen naar pay-as-cleared in latere jaren is een bewuste keuze in die zin, het laat bijvoorbeeld toe dat op termijn de kost van de CRM naar nul kan evolueren. Deze keuzes zijn gebaseerd op de 'lessons learned' in andere landen en gaan vaak zelfs nog een stap verder.

- Naast een *algemeen* prijsplafond (wat betekent dat er een vooraf bepaalde maximumprijs is dat eender welke deelnemer kan bekomen in de veiling), is ook bewust geopteerd voor een *intermediair* prijsplafond voor capaciteiten die meedingen voor contracten van 1 jaar, typisch reeds bestaande capaciteit. Dit belet dat deze capaciteiten – in de wetenschap dat wellicht duurdere, nieuwe capaciteit de clearingprijs zal bepalen – te hoge biedingen zouden kunnen indienen en alsnog kunnen profiteren van hogere dan noodzakelijke inkomsten. Het gedetailleerde design hiervoor zoals uitgewerkt in het voorstel van Koninklijk Besluit voorziet in een rigoureuze methode ter inschatting van dit intermediair prijsplafond specifiek voor de Belgische markt en de nodige transparantie en publieke consultaties in de concrete bepaling ervan. Het hanteren van een intermediair prijsplafond gaat verder dan wat gangbaar is in andere CRMs en is expliciet gericht op het beperken van de CRM-kost.
- Zoals eerder aangehaald is expliciet ingezet op het faciliteren van de deelname van vraagsturing en aggregatie in het design. Dit moet toelaten dat deze capaciteitshouders een meer dan reële kans hebben om effectief contracten te winnen in de veilingen en zo competitie te bieden voor bijvoorbeeld klassiekere productiecentrales. Elementen hiervoor zijn terug te vinden zowel reeds in het wettelijk kader (bijvoorbeeld de expliciete voorziening om een deel van het volume te reserveren voor de Y-1 veiling teneinde in het bijzonder vraagsturing te faciliteren), als in de verdere uitwerking van het design (bijvoorbeeld het toelaten van zogenaamde 'unproven capacity', bijzondere regels met betrekking tot de toepassing van de payback regels, het voorzien van een menu aan service levels opdat effectief rekening gehouden kan worden met de technologische aard van de deelnemer). Verschillende verfijningen in die richting werden ook aangebracht als gevolg van de publieke consultaties die Elia heeft uitgevoerd tijdens de designfase van de CRM en volgend op het uitgebreide overleg met de marktpartijen in het kader van de Task Force CRM.
- Vanzelfsprekend zorgt ook de keuze in de wet voor een systeem van betrouwbaarheidsopties ervoor dat eventuele 'windfall profits' afdoende afgeroomd kunnen worden via de terugbetalingsverplichting bij overschrijding van de uitoefenprijs.

Verschillende van deze elementen zijn wat kostenbeperking betreft vooruitstrevender dan CRMs in andere landen, zonder evenwel voorbij te gaan aan het doel van de CRM op zich.

Tot slot mag niet vergeten worden dat de CRM louter complementair en residueel werkt aan de energiemarkt. Door voldoende competitie te faciliteren zullen partijen ertoe gedwongen worden om enkel hun voorziene 'missing money' in te bieden. Als de energiemarkt zou aantrekken en inkomsten daar verbeteren of als de marktspelers alsnog een positiever beeld zouden hebben van de toekomstige inkomsten uit de energiemarkt, dan vertaalt zich dat op termijn mutatis mutandis in lagere vergoedingen via de CRM.

Concluderend kan men dus stellen dat Elia geen bijzondere amendementen ziet aan het voorstel van de AD Energie en dit voorstel inderdaad overeenkomt met de methodologieën ter bepaling van het volume in een CRM zoals weerhouden in andere Europese landen (met een gelijkaardige CRM als België). Bovendien zijn er in het design heel wat keuzes gemaakt om te zorgen dat het objectief van de CRM, i.e. de bevoorradingszekerheid van het land, aan de beste kost gerealiseerd kan worden.

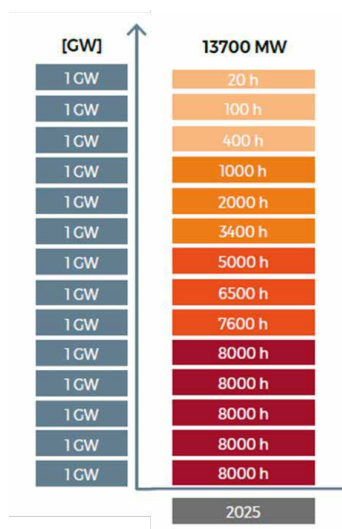
- **Hoe wordt 200u-limiet vertaald in het voorstel? Kan Elia een overzicht geven per blok van 500-1000 MW hoeveel uren deze nodig zijn?**

Het minimumvolume dat moet worden gereserveerd voor de veiling die één jaar voor de leveringsperiode van het vermogen wordt georganiseerd, zoals bepaald in de elektriciteitswet, wordt qua methodologie verder gespecificeerd in het voorgestelde Koninklijk Besluit van de AD Energie. Artikel 11, §5 stelt met name: *“De capaciteit die nodig is om de totale piekcapaciteit gedurende gemiddeld minder dan 200 draaiuren per jaar te dekken, wordt voor elk blok van 100 MW bepaald door het gemiddelde aantal draaiuren dat nodig is om te voldoen aan het criterium van de bevoorradingszekerheid op basis van de duurcurve van de vraag (“load duration curve”). Dit zijn de uren dat een bepaalde capaciteit nodig is om het maximale elektriciteitsverbruik te dekken”*.

De “load duration curve” wordt bepaald door de verbruikswaarden per uur in aflopende volgorde te sorteren. Deze curve wordt vervolgens gebruikt om het aantal uren te bepalen dat een bepaalde hoeveelheid elektriciteit naar verwachting zal worden verbruikt.

Op basis van deze “load duration curve” kan aldus het verwachte elektriciteitsverbruik bepaald worden voor de betreffende 200h-limiet.

Elia heeft geen recente berekening gedaan conform deze methodologie in het kader van de bepaling van het benodigde volume voor de CRM, maar we kunnen wel verwijzen naar een gelijkaardige analyse die werd uitgevoerd in de adequacy studie van juni 2019 (pagina 116, figuur 4-1). Deze figuur geeft op een gelijkaardige wijze een inschatting van de uren per schijf van 1000 MW.



Een vlugge toepassing van de in het voorstel van een Koninklijk Besluit gedefinieerde methodologie zou aldus grofweg leiden tot een volume van ongeveer 2 GW, dat voor 100% beschikbaar is.

Het is ook noodzakelijk eraan te herinneren dat, indien dit volume gecontracteerd zou worden via vraagbeheer, waarop een illustratieve maar niet onrealistische reductiefactor van ongeveer 30% tot 70% wordt toegepast, dit overeenkomt met een geïnstalleerd vermogen van 3 tot 6 GW van vraagzijdebeheer. Dit komt overeen met een kwart of zelfs een derde van het Belgische piekverbruik. Dit volume is reeds duidelijk hoger dan de in het Energiepact vermelde doelstellingen op het vlak van vraagsturing. Bovendien zou dat betekenen (op basis van bovenstaande figuur) dat circa 20% van het volume voor de Y-1 veiling wordt gereserveerd, wat reeds hoger is dan gebruikelijk in andere CRMs.

Concluderend kan men dus stellen dat het voorstel van Koninklijk Besluit van de AD Energie zou neerkomen om ongeveer 2 GW, aan 100% beschikbare capaciteit te reserveren voor de Y-1 veiling. Indien dit ingevuld zou worden met vraagzijdebeheer, zou dit neerkomen op 3 tot 6GW vraagzijdebeheer (rekening houdend met hun bijdrage aan bevoorradingszekerheid).

- **Is verlengen van strategische reserve zinvol ook al er toch een CRM wordt gebruikt vanaf 2025?**

Volgens Elia is het moeilijk verdedigbaar en evenmin aanvaardbaar voor de Europese instellingen om op hetzelfde moment twee ondersteuningsmechanismen te hebben voor hetzelfde objectief, i.e. bevoorradingszekerheid. De Europese regelgeving lijkt hierin ook duidelijk. Voor zover Elia weet is er ook geen enkele markt ter wereld waar een strategische reserve voor bevoorradingszekerheid gecombineerd wordt met een marktbrede CRM.

Voor de periode voorafgaand aan de invoering van de CRM, i.e. de jaren 2022-2025, is er volgens Elia weliswaar nog nood aan een extra, momenteel nog niet voorziene, interventie om de bevoorradingszekerheid van het land te ondersteunen. Verschillende pistes en bedenkingen worden hierover gemaakt en besproken in het opvolgingscomité tussen de AD Energie, CREG en Elia.

Merk op dat het de lidstaat toekomt om te argumenteren ten opzichte van de Europese Commissie waarom een CRM vooropgesteld wordt en een strategische reserve niet de meest geschikte oplossing lijkt voor het probleem waarmee de lidstaat geconfronteerd wordt. In ons begrip maakt dit integraal deel uit van het notificatiedossier en zal de Europese Commissie hier inderdaad aandachtig op toekijken. De Europese Commissie geeft overigens zelf aan dat voor het stimuleren van investeringen in nieuwe capaciteit een CRM veel geschikter is⁷.

Merk in deze context ook op dat wanneer Elia aangeeft dat er een nood van 3,9 GW aan *nieuwe* capaciteit is vanaf 2025 dit reeds veronderstelt dat alle reeds bestaande capaciteit in het systeem blijft (momenteel zijn inderdaad alle productiecentrales die ooit werden opgenomen in de strategische reserves terug beschikbaar in de markt en/of ontmanteld). Voor de goede marktwerving en met het oog op globaal lagere prijsniveaus is het veel gunstiger om deze bestaande capaciteit *in* de markt te houden (zoals het geval bij een CRM) en ze niet *buiten* de

⁷ Cf. de bevindingen van de Europese Commissie in haar *Final Report of the Sector Inquiry on Capacity Mechanisms*, [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en .pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com2016752.en.pdf)

markt te reserveren voor activatie bij schaarste waarbij de prijzen eerst piekniveaus dienen te bereiken (zoals het geval bij een strategische reserve).

Concluderend kan men dus stellen dat een verlenging van de strategische reserves niet gepast lijkt indien er ook een CRM geïmplementeerd is. Het lijkt wel noodzakelijk om nog maatregelen te nemen voorafgaand aan de periode voor de CRM, i.e. de periode 2022-2025, waarvoor de Strategische Reserves een optie kan zijn, maar ook andere opties worden momenteel besproken met de AD Energie en de CREG.

- **Wordt volgens Elia een noodzaak van SR gedetecteerd tussen 2022 en 2025 en hoe groot zou die dan mogelijk zijn (grootte-orde)?**

In de laatste studie over de evaluatie van het strategische reservevolume (gepubliceerd eind 2019) werd een indicatie voor de winter 2022-23 gegeven. De resultaten voor de winter 2022-23 gaven een tekort aan van 500 MW.

In de adequacy studie van Juni 2019, dewelke een 10-jaren horizon beslaat, heeft Elia ook aangetoond dat er voor het jaar 2023 (dat overeenkomt met de winter 2023-24) een behoefte aan nieuw vermogen was van 1400 MW. Deze behoefte werd berekend aan de hand van hetzelfde scenario dat werd gebruikt bij de huidige dimensionering van het strategische reservevolume.

Het is ook belangrijk om te benadrukken dat:

- Het strategische reservemechanisme door de Europese Commissie werd goedgekeurd tot de winter 2021-22;
- Er zijn geen productie-eenheden aangekondigd voor definitieve of tijdelijke sluiting, zodat voor het dekken van de hierboven vastgestelde behoefte ofwel volumes van "DSR" (strategische vraagreserve) moeten worden gecontracteerd, ofwel nieuwe capaciteit moet worden gevonden waarvoor het mechanisme van de strategische reserve niet geschikt is.

Zoals gemeld in de voorgaande vraag worden de reflecties over het meest aangewezen mechanisme voor de periode voorafgaand aan 2025 besproken in het opvolgingscomité van de CRM onder leiding van de AD Energie.

Concluderend kan men dus stellen dat voor deze periode een nood van 500MW tot meer dan 1 GW werd berekend. Deze resultaten zijn nog steeds relevant en besprekingen over gepaste maatregelen vinden plaats in het opvolgingscomité van de CRM onder leiding van de AD Energie.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE ECOLO-GROEN-fractie

- **Het verslag van de taskforce CRM van 5/5/2020 is nog niet beschikbaar op de website. Kunt u dit bezorgen (zie: <https://www.elia.be/nl/users-group/implementatie-crm/20200505-tf-crm-11>)**

Zoals voor elke vergadering van de TF CRM wordt het verslag eerst per email bezorgd aan de leden van de TF CRM, die dan de mogelijkheid krijgen om eventuele opmerkingen door te geven. Tijdens de eerstvolgende vergadering van de TF CRM (in dit geval 28 mei 2020) wordt

het verslag dan ter goedkeuring voorgelegd, waarna het finale verslag gepubliceerd wordt op de website. Dit zal dus eerstdaags gepubliceerd worden.

- **Momenteel loopt de consultatie over scenario's, sensitiviteiten en gegevens voor de berekening van de parameters van de Y-4 veiling voor de leveringsperiode 2025-2026. Hoe groot is de impact van deze sensitiviteiten op de volumebepaling? Op basis van welke criteria wordt het uiteindelijke scenario gekozen? Kan hierbij ook nog gekozen worden voor het EU- base scenario in plaats van het HiLo scenario? Zo ja, wat is mogelijke impact op volume voor de veiling in Y-4 en op de kostprijs.**

De publieke consultatie voorziet net om de input van de marktpartijen te ontvangen over het basisscenario en de eventuele sensitiviteiten. Het ter consultatie voorgelegde pakket werd opgemaakt na samenwerking met de AD Energie en overleg met de CREG. De procedure en methodologie is hiervoor beschreven in het voorstel van Koninklijk Besluit van de AD Energie, waarvoor de Minister van Energie gevraagd heeft om in dat kader te werken.

De berekeningen voor het benodigde volume gebeuren dan op basis van het weerhouden scenario, de resultaten daarvan zullen bekend zijn in het najaar.

Voor de duidelijkheid, het vooropgestelde voorstel van Koninklijk Besluit bepaalt dat Elia een consultatieverslag opmaakt, met aanbevelingen, waarna de CREG een voorstel van scenario doet (obv dit verslag en de publieke consultatie), de AD Energie een advies geeft en de Minister beslist. Dit zelfde scenario wordt dan gehanteerd door Elia en de CREG ter berekening van de respectievelijke parameters voor de volumebepaling. Ook daarvoor maakt uiteindelijk de CREG een voorstel van te veilen volume, dat de Minister beslist.

Concluderend kan men dus stellen dat eender welk scenario gekozen kan worden. Het is uiteindelijk de Minister die hierin beslist, na een publieke consultatie door Elia (dewelke lopende is), diens aanbevelingen, een voorstel van de regulator en een advies van de AD Energie.

- **Scarcity pricing:**
 - **Hoe kan scarcity pricing bijdragen aan adequacy, op korte, middellange en lange termijn. Er is verwezen naar Amerika, zijn er Europese voorbeelden?**
 - **Wat is de impact en wisselwerking met de CWE-markt?**

Scarcity pricing is een ruim begrip en omvat verschillende mogelijk designs. Merk op dat de Europese regelgeving in deze context spreekt over een 'shortage pricing function' en concreet verwijst naar Verordening 2017/2195 ter vaststelling van richtsnoeren voor elektriciteitsbalanceringsdiensten en in het bijzonder naar de onevenwichtstarieven die worden geheven op evenwichtsverantwoordelijken (Art. 44(3)). De beoordeling van het nut van een scarcity pricing mechanisme in de Belgische context en in het bijzonder de bijdrage aan adequacy moeten dan alvast minstens in deze context bekeken worden. Het is dan ook de vraag in welke mate bepaalde Amerikaans geïnspireerde mechanismen, zoals bijvoorbeeld gebaseerd op het mechanisme van toepassing in Texas, hieraan voldoen.

Verder is het nuttig op te merken dat in de Verenigde Staten verschillende markten verschillende designs hanteren. Nog belangrijker is wellicht dat – behalve het voorbeeld van Texas – al deze markten, naast een vorm van "shortage pricing function" ook een volwaardige, marktbrede, CRM hebben. Het Amerikaanse PJM is wellicht het bekendste voorbeeld. Zelfs

voor de Texaanse markt is het niet evident om het concrete effect van scarcity pricing op adequacy aan te tonen.

Ook in Europa bestaan er inderdaad enkele scarcity pricing systemen. In Ierland en Groot-Brittannië zijn dergelijke systemen actief. Polen bekijkt momenteel het design van zo'n systeem. Merk ook hier op dat deze drie landen reeds allemaal een CRM in voege hebben en scarcity pricing niet beschouwen als *het* mechanisme dat de adequacy dient te garanderen. Verder is het nuttig op te merken dat deze markten fundamentele verschillen vertonen met de Belgische. Ierland en Groot-Brittannië zijn eilanden, hetgeen minstens een andere benadering inzake grensoverschrijdende effecten toelaat. Ierland en Polen zijn bovendien ook fundamenteel anders georganiseerde markten, met – ruw geschetst – iets meer elementen die lijken op Amerikaanse markten, zoals een marktsysteem waarin eenheden individueel beschouwd worden. Dit is in tegenstelling tot de meeste andere Europese landen, waaronder België, met een portfolio-gebaseerd marktsysteem. Een portfolio-gebaseerd marktsysteem geeft meer vrijheden aan de markspelers zelf wat betreft de optimalisatie van hun eenheden. Een aantal specifieke eigenschappen van een portfolio-gebaseerd systeem, zoals bijvoorbeeld de ontkoppeling van de energie- en de reservemarkt, maken dat een administratief ingrijpen zoals scarcity pricing minder evident is en potentieel zelfs marktversturend kan zijn in dergelijk portfolio-gebaseerd marktsysteem.

Merk op dat ook in de academische literatuur, zoals bijvoorbeeld ook de CREG beschrijft in haar Nota (Z)1986, scarcity pricing niet unisono naar voren wordt geschoven als een volledige oplossing voor adequacy, maar vaak als complementair wordt beschouwd aan een CRM. Zo schrijft de CREG bijvoorbeeld in randnummer (9) van voormelde Nota dat *"Scarcity pricing mechanisms may coexist with a capacity remuneration mechanism"*. Merk op dat de academische literatuur deze statements inzake complementariteit echter doet zonder rekening te houden met de bijkomende contouren gesteld door de Europese wettelijke context zoals hierboven aangehaald.

In een recente bijdrage⁸ stelt bijvoorbeeld Cambridge-professor David Newberry met betrekking tot de Belgische adequacy context onder andere dat scarcity pricing misschien wel kan bijdragen tot betere hedging op de korte termijn, maar niet tot het oplossen van het ruimere, onderliggende probleem⁹. Dit is voor het garanderen van adequacy namelijk een probleem van een 'missing market', i.e. het ontbreken van future/forward en verzekeringsmarkten op voldoende lange termijn (bvb 15 jaar op voorhand) teneinde investeerders toe te laten om te investeren in (soms kapitaalintensieve) assets met een lange levensduur. In dezelfde bijdrage geeft Newberry ook aan dat een CRM net kan helpen om aan het probleem van 'missing market' tegemoet te komen.

Op fundamenteel vlak en met het oog op adequacy is het cruciaal in te zien dat een scarcity pricing mechanisme niet in staat is om een bevoorradingszekerheids criterium (vb: LOLE = X uur) te garanderen. Een CRM, door de rechtstreekse kalibratie op dit criterium, kan dit bijvoorbeeld wel. Scarcity pricing werkt wat bevoorradingszekerheid betreft veeleer 'zoals de energy-only

⁸ David Newberry, "Capacity Remuneration Mechanisms or Energy-Only Markets? The case of Belgium's market reform plan" 24 maart 2020, Energy Policy Research Group, University of Cambridge, https://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2020/03/D.-Newberry_Comment_24Mar2020.pdf

⁹ Cf. referentie David Newberry in de vorige voetnoot, pagina 10: "One can dispute that that is needed for an adequate investment signal is a real-time scarcity adder or the ORDC described by CREG (...). While that can encourage short-term hedging contracts by addressing a potential short-run market failure (lack of full scarcity pricing), it does nothing to solve the missing futures/contract markets with a tenor of 14+ years discussed in the Introduction above."

markt'. Het kan op langere termijn resulteren in een marktevenwicht inzake bevoorradingszekerheid, maar zonder garantie dat dit het door de maatschappij gewenste evenwicht is. Er is bovendien ook geen enkele garantie dat dit evenwicht en de bevoorradingszekerheid *steeds* gegarandeerd is. Net zoals een energy-only markt, zal men in een systeem louter vertrouwend op scarcity pricing typisch door periodes van *boom & bust* gaan, i.e. periode van onder- en overinvestering oftewel periodes waarbij de bevoorradingszekerheid niet gegarandeerd is.

Het nut van scarcity pricing kan echter bestaan in het creëren van een prijssignaal in de real-time markt, i.e. het balancing tijds kader. Wanneer het systeem richting tekorten neigt, kan een bijkomende prijsprikkel toegevoegd worden aan de prijs die vrij gevormd is op de markt. Hierbij is het belangrijk in te zien dat dit in de eerste plaats een prijsprikkel creëert bij flexibiliteitsproblemen, hetgeen niet hetzelfde is als een adequacy probleem. Immers, niet elk flexibiliteitsprobleem betreft een probleem met de bevoorradingszekerheid. Zo is het perfect mogelijk dat in de zomer er een balancingprobleem is, waarvoor scarcity pricing een bijkomend prijssignaal zou geven, maar zonder dat er een probleem is inzake bevoorradingszekerheid. Het kan perfect gebeuren dat sommige capaciteit in de zomer niet draait in real-time, bijvoorbeeld omdat op dat moment het globale vraagniveau niet hoog is. Dit leidt dus minstens tot een mogelijks vertekend prijssignaal indien gebruikt met het oog op adequacy en kan bovendien leiden tot een vertekend investeringssignaal, nl. een signaal gericht op het ontwikkelen van meer flexibiliteit. In die context verdient het aanbeveling om de conclusie van de Elia-studie van juni 2019 in acht te nemen. Deze studie geeft aan dat verwacht kan worden dat er voldoende flexibele capaciteit zal aanwezig zijn in het systeem, ongeacht de technologieën waarmee men de nucleaire capaciteit zal vervangen. Een bijkomend investeringssignaal voor flexibiliteit lijkt dan ook a priori niet nodig.

Merk verder op dat deze bijkomende prijsprikkel resulterend uit een scarcity pricing mechanisme weliswaar van kunstmatige aard is en naargelang het gekozen mechanisme bovendien ook een eigen financiering behoeft. Dit is bijvoorbeeld het geval in het Texaanse model dat soms naar voren wordt geschoven. In Nota (Z)1986 van de CREG inzake scarcity pricing wordt – onder de assumpties van de gedane studie – bijvoorbeeld gewag gemaakt van een meerkost van 6,9 €/MWh voor een afname die niet in staat is om deel te nemen aan het systeem (cf. randnummer (50) van de nota van de CREG). De nota van de CREG geeft niet aan hoe dit gefinancierd dient te worden. Het is voor Elia ook een open vraag of zo'n scarcity pricing mechanisme ook niet een vorm van staatssteun zou betreffen en dus mogelijks eveneens aangemeld dient te worden bij de Europese Commissie.

Het real-time prijssignaal kan vanzelfsprekend op dat moment een bijkomende prikkel voor de markt creëren om de problemen op dat moment op te lossen. In de mate dat marktactoren deze potentiële prijsprikkel anticiperen in eerdere tijdshorizonten, kan het ook een effect hebben op de prijsvorming in de day-ahead en forwardmarkten. Echter, om op (middel)lange termijn een afdoende effect te hebben dient deze zogenaamde 'backward price propagation' goed te functioneren. Hoewel sommige theoretische modellen dit naar voren schuiven, heeft de academische literatuur voor Europese markten dit functioneren nog niet kunnen bewijzen. Bovendien zijn er in Europa en in het bijzonder voor België geen liquide forward markten op lange termijn beschikbaar. De forwardmarkten gaan slechts tot 3 jaar op voorhand, iets wat voor investeerders die werken met installaties die ruimschoots 10 of 20 jaar moeten meegaan onvoldoende basis biedt om hun investeringsbeslissing op te baseren.

Met betrekking tot het functioneren van de CWE-markt is het onduidelijk hoe het unilateraal invoeren van bepaalde scarcity pricing designs in België niet marktverstrend zou kunnen zijn

voor de CWE-markt. In het bijzonder de verschillende initiatieven met betrekking tot de integratie van de balancingmarkten zou een ernstige impact kunnen ondervinden wanneer een scarcity pricing mechanisme met focus op België geïmplementeerd dient te worden in balanceringsmarkten met een Europese scope.

Tot slot onderlijnen we dat het onderwerp scarcity pricing intensief en reeds jaren door Elia en de CREG geanalyseerd wordt. Elia heeft in 2018 reeds een eerste uitgebreid rapport gepubliceerd, sinds oktober 2019 publiceert Elia dagelijks een simulatie van potentiële scarcity price adders en in 2020 voert Elia een studie uit die het design naar voren geschoven door CREG/UCL in detail zal analyseren op concrete haalbaarheid, bijvoorbeeld inzake de compatibiliteit met het ruimere Europese marktontwikkelingen zoals de grensoverschrijdende balancingprojecten alsook de compatibiliteit met het vigerende wettelijke & Europese kader. Elia zal ook bekijken in welke mate de link met het huidige alpha-mechanisme in de onevenwichtsprijzen relevant kan zijn (voor meer duiding rond dit alpha-mechanisme, zie ook het antwoord op de vraag van OpenVLD hieromtrent). De resultaten van de studie zullen worden besproken met de CREG en zullen onderwerp zijn van een publieke consultatie van de marktpelers nog in het najaar van 2020. De finale studie zal beschikbaar zijn tegen het einde van dit jaar, waarna besloten kan worden in welke mate een concrete implementatie effectief wenselijk is, al of niet gekoppeld aan het huidige alpha-mechanisme. Kortom, Elia staat actief open voor en draagt concreet bij tot de noodzakelijke overwegingen m.b.t. scarcity pricing.

Concluderend kan men dus stellen dat scarcity pricing niet het meest geschikte mechanisme lijkt te zijn voor adequacy-doeleinden en niet dezelfde garanties kan bieden als een CRM. Het viseert voornamelijk een flexibiliteitsprobleem (wat a priori niet voorzien is voor de Belgische energiemarkt) en niet de fundamentele problemen die het adequacy-probleem veroorzaken. Desalniettemin bestudeert Elia reeds sinds enkele jaren scarcity pricing mechanismen, in samenwerking met de CREG en de onderzoekers van de UCL die de CREG hierin bijstaan. Deze analyses worden verdergezet doorheen 2020, waarbij een finale studie en publieke consultatie is voorzien voor het najaar. We stellen voor om dit af te wachten alvorens conclusies te nemen.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE VB-FRACTIE

Welke is de inhoudelijke reactie van Elia op het schrijven van de CREG van 9 april 2020?

De vraag van de CREG werd gericht aan Elia op basis van hun voorstel van nota ter bepaling van de methodologie voor het te contracteren volume voor de CRM. Na dit schrijven werd de uiteindelijke methodologie weerhouden door de AD Energie, aan de hand van hun voorstel van Koninklijk Besluit, en heeft de Minister van Energie het opvolgingscomité gevraagd om dit kader te respecteren en uit te voeren ter voorbereiding van de eerstvolgende veiling, voorzien in 2021.

Aangezien deze methodologie afwijkt van de elementen die de CREG in hun brief aan Elia vooropstelde, heeft Elia hier inhoudelijk niet nogmaals op gereageerd. De inhoudelijke reactie werd namelijk reeds uitgebreid gegeven tijdens de publieke consultatie op het voorstel van nota. We hebben daarom in ons antwoord verwezen naar de lopende procedures en instructies, de positie van de competente overheden (AD Energie en Minister) en dat Elia conform deze instructies de werkzaamheden verderzet. De CREG wordt hierbij geassocieerd zoals bepaald in de regelgeving.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE OPEN VLD-fractie

- **Wat is het gemiddelde aantal LoLe-uren in 2025 in het basisscenario indien Elia haar simulaties van juni 2019 uitvoert met het behoud van het huidige systeem van strategische reserves (dus bestaande capaciteit die onrendabel is wordt in strategische reserve gehouden) en met een klimaatdatabank die 20 jaar in de tijd teruggaat?**

Zoals reeds in eerdere antwoorden vermeld, heeft Elia geen simulaties gemaakt op basis van een klimaatdatabank die 20 jaar in de tijd teruggaat. In Elia's studies wordt dezelfde databank gebruikt als de Europese best-practice en zoals gehanteerd in de Europese studies. Ook in de laatste, en heel recente studies (Mid-Term Adequacy forecast ENTSO-E (november 2019) en Pentalateraal energieforum (mei 2020)), werd dezelfde databank gebruikt.

Het gemiddelde aantal LoLe-uren in 2025 werd berekend in onze studie van Juni 2019, in de verschillende scenario's (voor de –EU-BASE' was dit 9,4 LoLe-uren, voor de 'EU-HiLo' was dit 10.5 uren). We verwijzen hiervoor naar pagina 138 en 164 voor meer details.

- **De studie over de bevoorradingszekerheid uitgevoerd in opdracht van het Duitse ministerie (door onder meer Fraunhofer en Consentec) stelt dat er geen probleem van bevoorradingszekerheid is in België voor de komende tien jaar: wat zijn volgens Elia de voornaamste redenen dat de conclusie van deze Duitse studie zo sterk afwijkt van de Elia-studie?**

Vooreerst betreft dit een Duitse studie, waarover geen publieke consultatie is geweest en die afwijkt van de Europese best-practices inzake adequacy-assessments. Er zijn hier geen contacten over geweest met Elia, en evenmin bij ons weten met andere actoren uit België. Het lijkt ons dus niet zo evident om conclusies te trekken uit een Duitse studie, die eenzijdig werd opgemaakt door niet-Belgische entiteiten, voor de Belgische bevoorradingszekerheid. Dit geldt des te meer omdat er tal van andere studies, die wel publiek geconsulteerd zijn, opgemaakt door verschillende Belgische entiteiten én met de bijzondere focus op België, tot andere resultaten leiden (Energyville, Federaal Planbureau, Ugent, Elia, etc.).

Elia kan deze vraag dan ook enkel maar beantwoorden op basis van eigen vaststellingen van het eindresultaat van deze studie. We merken op dat deze Duitse studie op onderstaande elementen afwijkt van de Belgische en geharmoniseerde Europese studies:

- Deze studie is niet in overeenstemming met de Europese methodologieën die op Europees (ENTSO-E) niveau worden toegepast. Er was geen publiek validatieproces van de resultaten, modellen en methodologie;
- De studie hanteert slechts 5 klimaatjaren. Dit is niet in overeenstemming met de beste praktijken in de Europese methodologieën en evenmin voldoende om de waarschijnlijkheid van koudegolven, de wind/zonnecondities en de thermosensitiviteit van het verbruik te capteren. Geen enkele andere studie hanteert een dergelijke beperkte historiek inzake klimaatjaren;
- Enkele assumpties zijn 'arbitrair' en niet onderbouwd of in lijn met de Europese studies, bijvoorbeeld:
 - +14 GW gas (WKK) in Duistland ten opzichte van het huidige vermogen (waar in de laatste MAF2019 slechts +4GW is in rekening genomen);
 - Ongeveer +50 GW extra stuurbare capaciteit wordt verondersteld in de andere landen in vergelijking met de MAF2019 dataset (WKK, gasmotoren, stuurbaar hernieuwbare energie, 'demand response'/noodgeneratoren), zonder indicatie hoe deze gerealiseerd zal worden;

- Een deel van de balanceringscapaciteit wordt beschouwd om de bevoorradingszekerheid te garanderen, wat opnieuw niet in lijn is met de huidige methodologie gebruikt in de geharmoniseerde Europese studies;
- De import/export hypothesen van alle landen zijn overschat in vergelijking met de huidige realiteit. Voor België houdt de studie rekening met 8,5 GW invoer vanaf 2020 en 11 GW in 2030. De studie houdt bovendien geen rekening met beperkingen die ondanks de CEP-evoluties nog aanwezig kunnen zijn in het netwerk (van de buurlanden).

Concluderend kan men zich dus afvragen welke waarde een Duitse studie heeft voor de bevoorradingszekerheid van België, indien deze opgemaakt werd zonder publieke consultatie, verificatie van data en methodologie en op deze verschillende aspecten fundamenteel afwijkt van andere Europese studies en studies met focus op België. Voornaamste afwijkingen zijn het aantal bestudeerde klimaatjaren, assumpties voor capaciteiten in de markt en gebruik van evenwichtsreserves voor de bevoorradingszekerheid te garanderen.

- **Heeft Elia zelf een klimaatstudie uitgevoerd ter voorbereiding van haar adequacy-study in juni 2019, waarbij de impact van de klimaatverandering op het voorkomen van strenge winters geanalyseerd wordt?**

Elia is geen expert in klimaatstudies, net zoals we menen dat een klimaatexpert niet noodzakelijk een expert is inzake adequacy-studies.

De manier van werken voor dergelijke adequacy-studies is er een op basis van een probabilistische methode. Deze methodiek laat toe om specifieke omstandigheden in rekening te brengen in combinatie met de waarschijnlijkheid waarmee deze omstandigheden worden verwacht op te treden. De parameters die in deze analyses gebruikt worden zijn vanzelfsprekend zeer belangrijk; niet in het minst omdat deze het uiteindelijke risico dat finaal afgedekt zal worden, bepalen. Wat het elektriciteitssysteem betreft hebben de aangenomen meteorologische omstandigheden een grote impact: zowel de omgevingstemperatuur, die een impact heeft op het elektriciteitsverbruik, als wind, zon en hydrologische omstandigheden die een steeds grotere impact hebben op de generatie van elektriciteit, met name uit hernieuwbare bronnen.

Voor het consistent in rekening brengen van deze meteorologische omstandigheden werd bij ENTSO-E, en in samenwerking met externe gespecialiseerde partijen, een klimaatdatabank ("Pan-European Climate Database") ontwikkeld. Deze databank bevat nu 35 historische klimaatjaren (afgelopen jaar is ondertussen toegevoegd aan de databank) waarin temperaturen, zoninstraling, windsnelheden en hydrologische omstandigheden gekoppeld zijn, en wordt voor alle Europese studies gebruikt door ENTSO-E. Ook Elia past systematisch voor al haar relevante studies deze Europese methodologie en data toe (het zou vreemd en weinig consistent zijn om hier enkel voor België vanaf te wijken).

Het in rekening brengen van de klimaatverandering in de voornoemde databanken kan als noodzakelijk beschouwd worden. De manier waarop dit dient te gebeuren dient echter grondig geanalyseerd te worden door experts ter zake. Eenvoudigweg een aantal jaren uit het verleden schrappen uit de databanken kan volgens Elia geen optie zijn. Dit enerzijds omdat deze aanpak volledig arbitrair zou toegepast moeten worden (hoeveel en welke jaren te weerhouden?), en anderzijds omdat minstens betwijfeld kan worden of dit een betere reflectie van de realiteit zou opleveren (klimaattevoeltes spelen zich niet op het niveau van enkele jaren af, en zo'n aanpak zou de robuustheid van resultaten bij opeenvolgende studies sterk hypothekeren). Wat ook de weerhouden aanpak zal zijn, deze mag niet ingegeven zijn door een intentie om de beoogde risicodekking wat betreft

bevoorradingszekerheid te wijzigen, maar daarentegen wel vanuit het objectief om een correcte representatie van mogelijks verwachte meteorologische omstandigheden te garanderen.

Concluderend kan men dus stellen dat Elia zelf geen klimaatstudie heeft uitgevoerd, maar voor haar analyses de huidige Europese en geharmoniseerde best-practices toepast. Voor het in rekening brengen van de meteorologische omstandigheden wordt de ENTSO-E klimaatdatabank, ontwikkeld met gespecialiseerde partijen, ook gehanteerd voor de nationale studies. Zo wordt coherentie verzekerd tussen de Europese en nationale studies.

- **Wat is de meest recente inschatting van de impact van de CRM op de factuur/welvaart vs. de Energy Only Market met strategische reserve? Waarom is de ene boven de andere te verkiezen?**

In de in juni 2019 gepubliceerde studie van Elia werd een schatting van de impact tussen een scenario met CRM en een scenario met strategische reserve gesimuleerd. De resultaten en de uitleg van de resultaten zijn te vinden op pagina's 162 tot en met 166.

Het resultaat is dat in termen van welvaart voor het land het scenario met CRM (versus dat met een strategische reserve) een winst van 130 tot 280 miljoen euro per jaar oplevert, afhankelijk van het scenario en het jaar dat in aanmerking wordt genomen. Op het niveau van de groothandelsprijzen (rekening houdend met de veronderstelling dat de kosten van het mechanisme (SR of CRM) homogeen worden doorgerekend aan deze prijs), is in het geval van een CRM voor het jaar 2025 ongeveer 1 tot 4 €/MWh lager, afhankelijk van het scenario.

Bovenvermelde analyse en resultaten blijven nog steeds onverminderd geldig en kunnen beschouwd worden als de laatste analyse van Elia terzake.

- **Op welke manier past Elia vandaag scarcity pricing al toe en waar verschilt zich dat tegenover het systeem dat de CREG voor ogen heeft om te implementeren?**

Voor een ruimere analyse rond het concept scarcity pricing wordt verwezen naar het antwoord op de vragen hier rond van de Ecolo-GROEN-fractie. Hieruit blijkt onder andere dat scarcity pricing niet de nodige garanties oplevert inzake adequacy, maar dat het wel mogelijks een bijdrage kan leveren in de context van de flexibiliteitsproblematiek. Vandaag uit zich dit in België in hoofdzaak in het design en tarifiering van het onevenwicht van evenwichtsverantwoordelijken. Inderdaad, het huidige onevenwichtstarief en in het bijzonder de alpha-component van dit tarief heeft reeds verschillende kenmerken van een scarcity pricing mechanisme. Kort gesteld voegt de alpha-component op het moment dat het systeem nood heeft aan flexibiliteit een extra component toe aan het onevenwichtstarief. Deze verhoging van het tarief zorgt dan voor een prikkel om flexibiliteit aan te bieden en het onevenwicht weg te werken.

De voornaamste verschillen tussen deze alfa-component en het (Texaans geïnspireerde) scarcity pricing design dat de CREG bestudeert, zijn:

- De alfa-component is enkel van toepassing op BRPs (evenwichtsverantwoordelijken) via het onevenwichtstarief. Het design dat de CREG beoogt, zou ook een bijkomend prijssignaal geven aan de aanbieders van balanceringsenergie (zogenaamde BSPs). Deze laatste groep is veel diverser en mogelijks grensoverschrijdend.
- De alfa-component financiert zichzelf. Immers, door symmetrisch te werken via het onevenwichtstarief worden BRPs die het systeem helpen vergoed door BRPs die veroorzaken dat het systeem geholpen moet worden. De ene zijn penaliteit is de beloning voor de andere. In het systeem dat de CREG beoogt is dit niet langer het geval. De bijkomende prijsprikkel

vergt een eigen (nog niet bestaande) financieringsbron. In nota (Z)1986 van de CREG (randnummer (50)) inzake scarcity pricing wordt – onder de assumpties van de gedane studie – bijvoorbeeld gewag gemaakt van een meerkost van 6,9 €/MWh voor een afname die niet in staat is om deel te nemen aan het systeem. De nota van de CREG geeft niet aan hoe dit gefinancierd zal worden. Het is voor Elia ook een open vraag of zo'n scarcity pricing mechanisme ook niet een vorm van staatssteun zou betreffen en dus mogelijks eveneens aangemeld dient te worden bij de Europese Commissie.

- Het niveau dat de prijstoevoeging kan bereiken. Het huidige design kan gaan tot niveaus van pakweg 500 €/MWh, terwijl het systeem dat de CREG beoogt tot de Value of Lost Load kan gaan, hetgeen vele keren hoger is.

De alfa-component bestaat reeds vele jaren en de regels met betrekking tot deze alfa-component zijn integraal goedgekeurd door de CREG. Merk op dat het design van deze alfa-component sinds begin 2020 is aangepast zodat deze hogere waarden kan aannemen dan vroeger. Dit betekent dat het effect en de financiële impact ervan groter is geworden.

Zoals reeds beantwoord op de laatste vraag van Ecolo/Groen inzake scarcity pricing, dient opgemerkt te worden dat in de markten waar scarcity pricing wordt toegepast ook een CRM in voege is. De Texaanse markt lijkt de enige uitzondering hierop te zijn. Bij uitbreiding verwijzen we integraal naar dit antwoord en de conclusie.

Concluderend kan men dus stellen dat er belangrijke verschillen zijn in beide systemen, zowel inzake de werking, de financiering, de comptabiliteit met het wettelijk en regulatorisch systeem en de impact op de elektriciteitsprijzen. Tenslotte werd de alfa-component begin 2020 reeds verder aangepast en erkent de Europese Commissie dat het aspecten van een scarcity pricing systeem vertoont.

- **Kan er door Elia een inschatting gemaakt worden wat de impact zal zijn van de op dit moment nieuw uitgewerkte Europese methodologieën inzake o.a. de betrouwbaarheidsnormen door ENTSO-E voor de bevoorradingszekerheid van België?**

Zoals in voorgaande vragen gemeld (zie begin nota), zijn de Europese methodologieën nog onder discussie en het is dus speculatief om berekeningen uit te voeren op dit kader dat nog significant kan wijzigen. Er is dus geen sprake van “*uitgewerkte Europese methodologieën*”, op z'n best is er een voorstel van ENTSO-E, dat ACER nog moet analyseren, desgevallend bijsturen, etc. alvorens dit wordt aangenomen. Het is de voornaamste reden waarom Elia op dit moment oordeelt dat het niet opportuun is om een nieuwe studie uit te voeren, want op basis van het huidige besliste beleid, zouden dezelfde conclusies als juni 2019 bekomen worden.

Dit werd heel recent nog bevestigd in het PLEF (Pentalateral Energy Forum) Adequacy rapport dat op 20 mei 2020 werd gepubliceerd¹⁰. Die studie werd uitgevoerd door de transmissienetbeheerders van de zeven landen die deel uitmaken van het PLEF: Oostenrijk, België, Frankrijk, Duitsland, Luxemburg, Nederland en Zwitserland. Het PLEF vormt het kader voor regionale samenwerking in Centraal-West-Europa voor een betere integratie in de elektriciteitsmarkt en bevoorradingszekerheid.

De resultaten van de PLEF-studie bevestigen de bevindingen van Elia in haar 'Adequacy- en flexibiliteitsstudie voor België voor de periode 2020-2030': in 2025 zal er, onder de gestelde veronderstellingen, een grote nood zijn aan nieuwe capaciteit, ondanks de aangenomen groei en ontwikkeling in vraagsturing, hernieuwbare energie, opslag en interconnectievermogen. De resultaten

¹⁰ https://www.elia.be/nl/nieuws/persberichten/2020/05/20200520_third-regional-generation-adequacy-assessment-report

en het gehele verloop van de studie werd uitvoerig besproken met de betrokken administraties en regulatoren van de PLEF-lidstaten.

Een van de voornaamste conclusies van de studie is dat het geïdentificeerde structureel tekort in grote mate afhankelijk is van de risico's waarover België geen controle kan uitoefenen, aangezien de verschillende regionale gevoeligheden uit de studie (weinig gas, weinig nucleaire capaciteit) aantonen hoe sterk de toereikendheid in België beïnvloed wordt door de niet-beschikbaarheid van productie-eenheden in of interconnecties met het buitenland.

Concluderend kan men dus stellen dat de methodologieën nog onder discussie zijn en hier dus niet op vooruitgelopen kan worden. Actueel zijn de best-practices op Europees niveau ongewijzigd en werd dus geen nieuwe nationale studie gedaan. De regionale studie (op Europees niveau: BE-FR-NL-DE-LU-AT-CH) van 20 mei jl. bevestigt bovendien de conclusies uit de laatste nationale studie voor België.

QUESTIONS / VRAGEN VAN DE S.PA-fractie

- **Denkt ELIA dat in de voorgestelde regeling ook een degressiviteitsregeling dient te worden ingevoerd?**

Zoals steeds oordeelt Elia dat het niet aan de transmissienetbeheerder is om hierin een keuze of suggestie te maken. Dit is een politieke keuze.

In de keuzes die gemaakt worden, verzoekt Elia enkel, mocht weerhouden worden dat Elia betrokken partij is in de financiering, dat de regels duidelijk opgemaakt worden, zonder interpretatiemogelijkheden en dat Elia hier geen financieel risico voor loopt. Het zou dan een openbare dienstverplichting zijn die Elia uitvoert in opdracht en op vraag van de overheid. Elia wenst hier geen geld aan te verdienen ('at cost'), maar ook geen te verliezen.

Elia is wel van mening dat eender welke vorm van degressiviteit voorwerp zal moeten uitmaken van een (aparte) notificatie bij de Europese commissie in het kader van de staatssteunregels. Volgens Elia kan dit inderdaad in een aparte notificatie, in parallel of in vervolg van de CRM-notificatie. De CRM-notificatie dient enkel duidelijk aan te geven welke financieringsoptie weerhouden wordt door de lidstaat en dat, mocht dit in een later stadium overwogen worden, de Belgische staat de degressiviteitsregels bij wijze van een separate notificatie zal aanmelden bij de Europese Commissie.

Tenslotte verwijzen we naar de antwoorden op de vragen van de PS-fractie over de impact van de financiering op de verschillende klantengroepen, volgens de verschillende opties.

B. 5. NOTE - NOTA ELIA**IMPACT VAN DE INVOERING VAN EEN CRM OP DE
ELEKTRICITEITSCONSUMENTEN**

Elia System Operator

Update van initieel rapport van 03/07/2018

INHOUDSOPGAVE



1. Inleiding	3
2. Gedetailleerde analyse	3
2.1. Tarifaire toeslag op de nettarieven op basis van netto afgenomen energie (per MWh)	4
2.1.1. Verbruiksprofielen	4
2.1.2. Impact per verbruiksprofiel	4
2.1.2.1. Impact zonder degressiviteit	4
2.1.2.2. Impact met degressiviteit	6
2.1.3. Opmerking	7
2.2. Nieuwe bijdrage ten laste van de elektriciteitsleveranciers	7
2.3. Tarifaire toeslag op de nettarieven gebaseerd op netto afgenomen vermogen	8
2.3.1. Impact per verbruiksprofiel zonder degressiviteit	9
2.3.2. Impact per verbruiksprofiel met degressiviteit	11
3. Slotwoord	12



1. Inleiding

Aan de hand van deze aangepaste nota, wenst Elia System Operator (hierna “Elia”) een antwoord te bieden op de formele vragen van Mevrouw de Minister van Energie die ontvangen werd respectievelijk op vrijdag 29 juni 2018 en vrijdag 6 juli 2018.

Vooreerst wensen we de Minister te bedanken voor de appreciatie voor het geleverde werk in het kader van het dossier van de implementatie van een capaciteitsvergoedingsmechanisme. Bovendien verwelkomen we het verzoek om de nodige acties te blijven ondernemen en om de nodige middelen te mobiliseren om de eventuele invoering van een capaciteitsvergoedingsmechanisme voor te bereiden en te ondersteunen, zodat het binnen de voorziene termijnen effectief kan worden geïmplementeerd.

Het is inderdaad zo dat, op basis van het huidige voorontwerp van wet, er een heel aantal taken worden toebedeeld aan de transmissienetbeheerder, gekoppeld aan een ambitieuze timing voor de realisatie ervan. In zoverre de huidige versie van het voorontwerp van wet gevalideerd wordt met een goedkeuring in eerste lezing, zal Elia niet nalaten om te streven naar een professionele voorbereiding en uitvoering ervan, desgevallend aan de hand van de nodige extra middelen om hieraan tegemoet te komen.

Het vervolg van de nota is toegespitst op de evaluatie van de drie voorgestelde pistes voor de financiering van het capaciteitsremuneratiemechanisme.

De derde piste, met name een financiering gebaseerd op netto afgenomen vermogen (MW), wordt in deze aangepaste nota aangevuld met een bijkomende analyse om de impact te kennen van de toepassing van de degressiviteitsregels, zoals van toepassing op de offshoretoeslag, op deze optie.

Deze aangepaste nota is tot stand gekomen na verschillende overlegmomenten tussen Elia en de CREG. Gezien de bijzonder korte beschikbare tijd, is ervoor gekozen dat zowel Elia als de CREG een afzonderlijke nota overmaken aan de Minister, maar waarbij de hypothesen en berekeningsmethoden meer op elkaar zijn afgestemd. Kleine verschillen zijn echter nog steeds mogelijk, maar de grootteordes zouden dermate afgestemd moeten zijn opdat beide analyses als vergelijkbaar kunnen beschouwd worden. De intensieve en constructieve afstemming tussen Elia en de CREG leiden er inderdaad toe dat de cijfers en conclusies uit beider analyses onderschreven kunnen worden.

2. Gedetailleerde analyse

In de brieven die Elia heeft gekregen, heeft de Minister aan Elia gevraagd verschillende methoden van kostenallocatie voor de financiering van capaciteitsvergoedingsmechanisme te becijferen. Meer in het bijzonder werd gevraagd drie scenario's te berekenen namelijk het doorrekenen van de financiering via een toeslag aan de transporttarieven uitgedrukt in MWh, via een bijdrage ten laste van de leveranciers of nog via netto afgenomen vermogen (MW) aan de ARPs. Bijkomend wordt gevraagd om de impact te berekenen van de toepassing van de degressiviteitsregels zoals toegepast voor de offshoretoeslag op de eerste en laatste bovenvermelde optie.

In de volgende hoofdstukken, zal Elia bovenvermelde scenario's individueel alsook hun respectievelijke impact op de elektriciteitsfactuur voor een aantal vooraf gedefinieerde typische verbruiksprofielen proberen te becijferen.



Zoals in de inleiding vermeldt, betreft deze nota een update van de nota zoals verzonden op 3 juli jl. Deze nota is aangepast in navolging van de gevraagde afstemming tussen Elia en de CREG. De CREG en Elia hebben inderdaad hun individuele analyses met elkaar besproken en de verschillen in kaart gebracht. De CREG en Elia komen globaal tot de vaststelling dat hun individuele analyses grotendeels gelijklopend zijn ondanks het feit dat de aanpak om tot een impactberekening te komen, kon verschillen.

Om deze analyses verder op elkaar af te stemmen, wordt de initiële nota aangepast.

2.1. Tarifaire toeslag op de nettarieven op basis van netto afgenomen energie (per MWh)

2.1.1. Verbruiksprofielen

Om de impact te kunnen berekenen voor de verschillende typische verbruiksprofielen, moet vooreerst een assumptie gemaakt worden over het netto afgenomen volume elektriciteit per verbruiksprofiel.

In dit kader baseert Elia zich enerzijds op de analyses en monitoringsrapporten van de CREG (of deze uitgevoerd door derden in hun naam) en anderzijds op het jaarlijkse netto afgenomen energie bij de netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het Elia-net. De volgende typische verbruiksprofielen worden weerhouden, na afstemming met de CREG:

Categorie	Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]	Aangesloten op
Heel grote industriële klant	1.000.000	Transportnet
Heel grote industriële klant	500.000	Transportnet
Grote industriële klant	100.000	Transportnet
Gemiddelde industriële klant	25.000	Plaatselijk Vervoersnet
Kleine industriële klant	10.000	Distributienet
Kleine industriële klant	1.000	Distributienet
KMO	50	Distributienet
Huishouden	3,5	Distributienet

2.1.2. Impact per verbruiksprofiel

2.1.2.1. Impact zonder degressiviteit

Om de impact per typisch verbruiksprofiel te berekenen, dient de eenheidskost (EUR/MWh) van de toeslag berekend te worden,

Twee elementen zijn hierbij cruciaal, met name de totale te verdelen jaarlijkse kostprijs en het totaal netto afgenomen jaarlijkse volume aan elektriciteit.

Het eerste element is hetzelfde voor alle analyses en wordt gespecificeerd in de brief van de Minister, met name: 350 miljoen Euro/jaar.

Voor het tweede element baseert Elia zich op de netto afgenomen energie in 2017. Deze bestaat uit twee componenten, met name:



- de afname door de rechtstreeks op het Elia-net aangesloten netgebruikers, namelijk 19,138 TWh; en
- de afname door de distributienetbeheerders aangesloten op het Elia-net, namelijk 48,254 TWh

In totaal komt dit overeen met een totale netto afgenomen energie van 67,392 TWh, welke gehanteerd zal worden als drager voor het bepalen van de eenheidskost (EUR/MWh).

Deze eenheidskost zal vervolgens via een tarifaire toeslag aan de nettarieven doorgerekend worden enerzijds aan de toegangshouders voor wat de netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het Elia-net betreft en aan de distributienetbeheerders voor wat de eindafnemers op hun net betreft.

Door de aanwezigheid van decentrale productie in het distributienet enerzijds en de verliezen in dit net anderzijds, is de eigenlijke totale netto afgenomen energie van het distributienet door de netgebruikers van dit net, hoger dan bovenvermelde waarde van 48,254 TWh.

Op basis van informatie van Synergrid kan een inschatting weergegeven worden van de feitelijke totale netto afgenomen energie (52,100 TWh) welke gehanteerd zal worden voor de facturatie van de toeslag voor wat de netgebruikers aangesloten op het distributienet betreft.

Teneinde onnodige overschotten bij de distributienetbeheerder te vermijden ten gevolge van de doorrekening van deze toeslag, wordt hiermee best rekening gehouden door de eenheidskost van de toeslag op het niveau van de netgebruikers aangesloten op het distributienet te corrigeren met de verhouding tussen bovenstaande waarden namelijk $52,100 \text{ TWh} / 48,254 \text{ TWh} = 1,0797$.

Op basis van bovenstaande gegevens, is de eenheidskost voor:

- netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het Elia-net: 5,1935 EUR/MWh;
- netgebruikers aangesloten op het distributienet: 4,8101 EUR/MWh

Door de eenheidsprijs te vermenigvuldigen met een standaard afgenomen hoeveelheid elektriciteit (cf. de typische verbruiksprofielen) kan de jaarlijkse ingeschatte kostprijs bepaald worden. Dit wordt weergegeven in onderstaande tabel:

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.000.000	5.193.468,76 €
Grote industriële klant	500.000	2.596.734,38 €
Gemiddelde industriële klant	100.000	519.346,88 €
Kleine industriële klant	25.000	129.836,72 €
KMO	10.000	48.101,32 €
Huishouden	1.000	4.810,13 €
	50	240,51 €
	3,5	16,84 €



2.1.2.2. Impact met degressiviteit

Een variant op de berekeningen uitgevoerd onder punt 2.1.2.1. is gevraagd, waarbij dezelfde degressiviteitsregels die van toepassing zijn op de offshore toeslag, worden toegepast op de CRM ODV.

Deze degressiviteitsregels zijn van toepassing op de eindafnemer, per afnameschijf, voor zover er een sectorakkoord of convenant is afgesloten, met name:

- 0-20MWh/jaar: 0%
- 20-50MWh/jaar: -15%
- 50-1.000 MWh/jaar: -20%
- 1.000-25.000 MWh/jaar: -25%
- >25.000 MWh/jaar: -45%

Waarbij een maximum geldt van 250.000 Euro per verbruikslocatie, per jaar.

De toepassing van bovenstaande degressiviteitsregels leidt tot volgende impact:

Categorie	Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]	Totale kostprijs zonder degressiviteit [Euro]	Totale kostprijs met degressiviteit [Euro]
Heel grote industriële klant	1.000.000	5.193.468,76 €	250.000,00 €
Heel grote industriële klant	500.000	2.596.734,38 €	250.000,00 €
Grote industriële klant	100.000	519.346,88 €	250.000,00 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	129.836,72 €	97.665,78
Kleine industriële klant	10.000	48.101,32 €	36.342,95
Kleine industriële klant	1.000	4.810,13 €	3.874,56
KMO	50	240,51 €	218,86
Huishouden	3,5	16,84 €	16,84

Ten gevolge van de degressiviteitsregels zoals van toepassing voor de offshore toeslag, komt de kost die niet gedragen wordt door de netgebruikers op wie deze degressiviteit van toepassing is, ten laste van de staat. Voor wat de netgebruikers betreft aangesloten op het Elia-net, schat Elia deze totale kost in op 38,468 miljoen Euro.

Voor wat de netgebruikers betreft aangesloten op het distributienet die eveneens een degressiviteit genieten, kan Elia, bij gebrek aan de benodigde gegevens hieromtrent, geen inschatting maken.

Echter, gezien dat de globale kostprijs voor de financiering van het capaciteitsremuneratiemechanisme geraamd wordt op 350 miljoen Euro en dat dit bedrag ook de huidige totale kostprijs is van het ondersteuningsmechanisme voor de groenstroomcertificaten offshore, zou de impact van de degressiviteit ten laste van de staat dezelfde grootteorde vertonen als deze van de degressiviteit van toepassing op de toeslag offshore.



2.1.3. Opmerking

Het is vermeldenswaardig dat bovenvermeld volume het totaal afgenomen volume aan elektriciteit van het Elia-net betreft. Dit wil zeggen de afname van alle op het Elia-net aangesloten punten, hetgeen ruimer is dan deze gelokaliseerd op het Belgische grondgebied.

2.2. Nieuwe bijdrage ten laste van de elektriciteitsleveranciers

Voor deze optie voorziet de instructie van de Minister niet in verdere details, behoudens dat deze simulatie rekening dient te houden met de wijze waarop de doorrekening in de andere EU-lidstaten met een soortgelijk CRM gebeurt.

Hoewel een vergelijking met andere EU-lidstaten inderdaad interessante reflecties kan opleveren, is het noodzakelijk om de bijzonderheden van elk land in rekening te brengen. Bovendien zijn de huidige, algemeen weerhouden principes in het wetsontwerp voor een CRM in België bepalend voor de keuzes omtrent de financiering. De belangrijkste elementen in dit kader zijn de keuze voor een gecentraliseerd systeem, waarbij de transmissienetbeheerder de aankoper is van capaciteit en deze vervolgens ook contractueel vastlegt met de capaciteitshouders.

Deze keuzes zijn fundamenteel anders dan de keuzes gemaakt in andere EU-lidstaten. Met name met **Frankrijk**, waarbij geopteerd werd voor een gedecentraliseerd systeem, hetgeen inhoudt dat de leverancier (en niet de TSO) een centrale rol speelt in de CRM. In dit model is het de leverancier die bilaterale contracten afsluit met de capaciteitshouder, en niet de TSO. Een dergelijk model wordt niet geïmplementeerd in België (en ook niet voorgesteld door PWC die hieromtrent een studie heeft uitgevoerd), in het bijzonder voor institutionele en marktbepalende redenen.

Een vergelijking is ook mogelijk met de CRM van **Ierland**. In deze CRM verloopt de financiering inderdaad via de leverancier. Echter wordt het concept van leverancier significant anders ingevuld in Ierland dan in België. De rol van de leverancier in Ierland is veel centraler en deze heeft zowel rechtstreekse interacties met de marktbeheerder (systeem van “mandatory pool-based markets”) als de transmissienetbeheerder.

In België is er geen enkele interactie tussen de transmissienetbeheerder en de leverancier. Simpel gesteld: Elia heeft geen enkel zicht op de afgenomen volumes, eindklanten, verbruiksprofielen, doorrekeningsmethoden, etc. van de leveranciers. Een wijziging hieraan gaat veel ruimer dan de CRM en impliceert een volledige wijziging aan het huidige doorrekeningsmodel (TSO-DSO-leverancier-eindklanten).

Tenslotte kan ook de vergelijking met **Italië** niet volledig gemaakt worden, aangezien daar reeds een volledige uitrol van slimme meters heeft plaatsgevonden. Die laten toe om het effectieve verbruik (ook tijdens piekperiodes) rechtstreeks te meten en laat aan de gebruikers toe om ook hun gedrag veel vlugger bij te sturen in functie van de prijssignalen. De bijdrage aan de CRM-kosten worden in Italië dan ook gedaan in functie van de bijdrage aan de piekafname (waarvoor, om dit te weten, uiteraard slimme meters nodig zijn).

Deze vergelijking wil echter niet zeggen dat een doorrekening via de leveranciers in België niet mogelijk is. Er zou bijvoorbeeld kunnen gewerkt worden met een bijdrage voor de leveranciers, rechtstreeks opgelegd en te innen door de overheid. In dergelijk model is het echter dan ook de overheid (of een instantie in diens opdracht) die instaat voor de gehele financiering en contractualisatie van het mechanisme, hetgeen op zijn beurt een resem



additionele vragen en complexiteiten inhoudt. Bovendien lijkt het logisch dat de doorrekening van de leveranciers in een dergelijk model ofwel op basis van vermogen ofwel op basis van energie zal gebeuren en dus op zich dus niet zo ver af zal liggen van de resultaten uit opties 1 en 3 van deze nota.

Gezien bovenstaande elementen is Elia niet in staat om een concrete becijfering uit te voeren.

2.3. Tarifaire toeslag op de nettarieven gebaseerd op netto afgenomen vermogen

Als derde optie wordt een financiering gebaseerd op netto afgenomen vermogen (MW) voorgesteld.

De gesuggereerde afrekening is er één via de ARP's waarbij het afgenomen vermogen van de 5 kwartieren (gespreid over 5 dagen) met de hoogste negatieve onevenwichtsprijs als referentie dienen genomen te worden. Dit omwille van de correlatie tussen schaarste en hoge negatieve onevenwichtsprijzen.

Hoewel er waarde is in de correlatie tussen onevenwichtsprijzen en momenten van schaarste, is het mogelijks ook nuttig om een correlatie te maken met de prijzen op de Day-Ahead markt. Deze markt is inderdaad de meest liquide markt in het energiesysteem en reflecteert goed de verwachte situatie van de volgende dag (op basis waarvan marktpartijen hun gedrag nog verder kunnen aanpassen).

Elia stelt daarom een alternatief voor waarbij niet enkel en alleen rekening gehouden wordt met de kwartieren met de grootste negatieve onevenwichtsprijs maar eveneens met de kwartieren/uren met de hoogste Day-Ahead prijzen. Als mogelijke verhoudingen stelt Elia 50/50 voor. Uiteraard zijn alternatieve verhoudingen hierop mogelijk zoals bijvoorbeeld 75(Day-Ahead Markt)/25(Balancing Markt).

Hieronder wordt voor 2017 een overzicht gegeven van de betrokken kwartieren waar de hoogste EPEX BE Day-Ahead en Negatieve Onevenwichtsprijs werd vastgesteld:

<u>Kwartier</u>	<u>EPEX BE Day-Ahead</u> <u>[EUR/MWh]</u>	<u>Negative Imbalance</u> <u>Price [EUR/MWh]</u>
2017-01-24 08:00	204,69	
2017-01-25 08:00	206,12	
2017-11-08 18:00	300,00	
2017-11-09 18:00	330,77	
2017-11-14 18:00	284,14	
2017-01-07 13:30		612,69
2017-01-10 16:00		601,16
2017-01-13 08:15		652,80
2017-12-10 12:15		650,81
2017-12-12 14:30		647,71



Op basis van de netto afgenomen vermogens door de verschillende ARPs tijdens bovenstaande kwartieren en rekening houdend met een verhouding van 50/50 tussen de kwartieren waar een hoge Day-Ahead prijs en een hoge negatieve onevenwichtsprijs werd vastgesteld, bekomen we een piekvermogen van 10.584,71 MW of een totaal piekvermogen over 5 kwartieren van 52.924 MW (= 5 x 10.584,71 MW).

Rekening houdend met de kostprijs van 350 miljoen Euro, komt dit neer op een eenheidsprijs van 33,0666 EUR/kWpiek of nog 6,6133 EUR/kW.5 kwartieren.

De delta die hier kan vastgesteld worden met de eenheidsprijs zoals berekend door de CREG (32,5036 EUR/kW) vloeit voort uit een iets andere approach in de berekeningswijze. Deze delta is daarentegen niet significant gezien deze slechts 1,73% bedraagt.

2.3.1. Impact per verbruiksprofiel zonder degressiviteit

Deze eenheidsprijs zou bij een afrekening via de ARPs toegepast worden op de (gemiddelde) volumes MW die gemeten worden tijdens de 5 kwartieren met de hoogste EPEX BE Day-Ahead prijs en de 5 kwartieren met de hoogste negatieve onbalansprijs en dit pro-rata de verhouding die weerhouden werd voor het bepalen van de eenheidsprijs.

Vervolgens komt het de ARP toe deze doorrekening al dan niet verder te zetten naar zijn klanten.

Teneinde een inschatting te kunnen geven van de impact voor de typische verbruiksprofielen, is Elia ervan uitgegaan dat deze doorrekening op dezelfde manier gebeurt als deze voor de ARPs zelf, namelijk op basis van de gemiddelde gemeten piek tijdens de 5 kwartieren met de hoogste Day-Ahead prijs en negatieve onevenwichtsprijs in een verhouding 50/50.

<u>Categorie</u>	<u>Gemiddelde jaarlijkse netto afname [MWh]</u>	<u>Gemiddelde piek tijdens de 5 kwartieren met hoogste Belpex-prijs en de negatieve onevenwichtsprijs [MW/kW]</u>	<u>Totale kostprijs [Euro]</u>
Heel grote industriële klant	1.000.000	120,660 MW	3.989.810,62 €
Heel grote industriële klant	500.000	51,398 MW	1.699.554,83 €
Grote industriële klant	100.000	10,903 MW	360.524,66 €
Gemiddelde industriële klant	25.000	3,357 MW	111.004,43 €
Kleine industriële klant	10.000	1,961 MW	64.843,52 €
Kleine industriële klant	1.000	160,437 kW	5.305,10 €
KMO	50	8,244 kW	272,60 €
Huishouden	3,5	0,589 kW	19,47 €

Ten einde bovenstaande impact te berekenen werd voor de verbruiksprofielen aangesloten op het Elia net uitgegaan van gemiddelde gemeten piekwaarden tijdens de 5 kwartieren met de hoogste Day-Ahead prijzen en de 5 kwartieren met de hoogste negatieve onevenwichtsprijs. Voor de netgebruikers aangesloten op het distributienet, werd gebruikt



gemaakt van synthetische belastingsprofielen (SLP) daar voor deze netgebruikers geen gemeten waarden voorhanden zijn.

Indien de eenheidsprijs zoals hierboven ingeschat, toegepast zou worden op de gemiddelde gemeten piekvermogens tijdens de kwartieren van schaarste voor 2017, dragen alle netgebruikers aangesloten op het Elia net bij voor in totaal 71,044 miljoen Euro tot de 350 miljoen Euro als totale ingeschatte kostprijs voor het capaciteitsvergoedingsmechanisme.

Het is vermeldenswaardig dat de exacte impact op de niet-rechtstreekse klanten van Elia moeilijk te berekenen valt en deze mogelijks geen correlatie heeft met de periodes van schaarste. Zoals hierboven weergegeven kunnen de simulatie enkel gebeuren op basis van SLP's (Synthetic Load Profile), hetgeen een standaardprofiel is, waarvan in de realiteit altijd afgeweken zal worden. Een dergelijk standaardprofiel houdt dus geenszins rekening met de situatie van het systeem en is dus identiek in periode van schaarste of normale situaties. Het laat dergelijke afnemers ook niet toe om via aangepast gedrag hun factuur te beïnvloeden.

Elia heeft ook de berekeningen uit bovenstaande tabel afgestemd met de CREG. Voor deze berekeningen, start de CREG vanuit een baseload approach voor het bepalen van de piek (namelijk de jaarlijkse netto afname delen door 8760h). Gezien voor de bepaling van totale kostprijs uitgegaan zal worden van de gemeten piekwaarden tijdens de kwartieren met de hoogste Day-Ahead en onevenwichtsprijzen, zal een baseload approach in eerste instantie leiden tot een onderschatting van de totale kostprijs. De inschattingen zoals uitgevoerd door Elia in bovenstaande tabel komen eerder overeen met de 130% kolom uit de berekeningen van de CREG.

Een alternatief aan bovenstaande gesuggereerde afrekening via de ARPs zou er kunnen in bestaan de afrekening via een tarifaire toeslag aan de nettarieven aan te rekenen enerzijds aan de toegangshouders voor wat de netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het Elia-net betreft en aan de distributienetbeheerders voor wat de eindafnemers op hun net betreft. Deze werkwijze is identiek aan punt 2.1 uit deze nota behalve dat in plaats van een doorrekening uit te voeren op basis van het netto afgenomen energie (MWh) deze dan uitgevoerd wordt op basis van het netto afgenomen vermogen (MW). De eenheidsprijs kan ook in dit geval bepaald worden op basis van de berekening zoals hierboven omschreven.

Het effect van een doorrekening op basis van netto afgenomen vermogen (MW) wordt naar voor gebracht in onderstaande tabel. Deze tabel geeft het totaal netto afgenomen vermogen weer voor de 5 kwartieren van 2017 waarop de hoogste Day-Ahead prijzen werden vastgesteld. Een onderverdeling werd gemaakt tussen enerzijds de netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het Elia-net en de distributienetbeheerders (=verzameling van de netgebruikers aangesloten op het distributienet; KMOs alsook particulieren).

Kwartier	Netto afgenomen vermogen - DSO [MW]	Netto afgenomen vermogen - Grid Users Elia [MW]	Totaal netto afgenomen vermogen [MW]	DSO [%]	Elia Grid Users [%]
2017-01-24 08:00	8.919,142	2.232,969	11.152,111	79,98%	20,02%
2017-01-25 08:00	8.951,172	2.118,252	11.069,424	80,86%	19,14%
2017-11-08 18:00	9.048,794	1.761,986	10.810,781	83,70%	16,30%
2017-11-09 18:00	8.949,153	1.803,561	10.752,714	83,23%	16,77%
2017-11-14 18:00	9.032,709	1.659,753	10.692,462	84,48%	15,52%



Uit deze tabel kan opgemaakt worden dat er weldegelijk enige elasticiteit zit bij de netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het Elia net wat betreft hun piek elektriciteitsverbruik, zeker indien hoge prijzen worden vastgesteld. Zo daalt de bijdrage aan de piekbelasting van de netgebruikers rechtstreeks aangesloten op het Elia-net met ongeveer 5%, zeker op de ogenblikken dat hoge prijzen worden vastgesteld.

Dit in tegenstelling tot het energieverbruik uitgedrukt in MWh waar zo'n effect niet zal worden vastgesteld. De verhouding voor wat het energieverbruik betreft voor het volledige jaar 2017 wordt hieronder eveneens weergegeven ter informatieve titel.

Periode	DSO [%]	Grid Users [%]
MWh 2017	71,53%	28,47%

Door beide tabellen te vergelijken, kan worden opgemerkt dat een doorrekening van de financiering van het capaciteitsvergoedingsmechanisme op basis van netto afgenomen vermogen (MW) de lasten van dit mechanisme iets meer bij de particulieren en KMOs zal leggen dan bij een doorrekening op basis netto afgenomen energie (MWh).

2.3.2. Impact per verbruiksprofiel met degressiviteit

Een variant op de berekeningen uitgevoerd onder punt 2.3.1. is gevraagd, waarbij dezelfde degressiviteitsregels die van toepassing zijn op de offshore toeslag, worden toegepast op de CRM ODV.

Deze degressiviteitsregels zijn van toepassing op de eindafnemer, per afnameschijf, voor zover er een sectorakkoord of convenant is afgesloten, met name:

- 0-20MWh/jaar: 0%
- 20-50MWh/jaar: -15%
- 50-1.000 MWh/jaar: -20%
- 1.000-25.000 MWh/jaar: -25%
- >25.000 MWh/jaar: -45%

Waarbij een maximum geldt van 250.000 Euro per verbruikslocatie, per jaar.

Elia wenst op te merken dat bovenstaande degressiviteitsregels bepaald werden op basis van verbruik uitgedrukt in MWh. Afhankelijk van de totale hoogte van de netto afname wordt een zekere degressiviteit toegekend waarbij een zeker volume afname uitgedrukt in MW wordt vrijgesteld van toeslag.

Elia is de mening toegedaan dat deze degressiviteitsregels niet 1 op 1 kunnen vertaald worden naar een toeslag berekend op basis van vermogen uitgedrukt in MW. Zeer zeker klopt het dat elke netgebruiker nog steeds een hoeveelheid aan energie (MWh) zal verbruiken enkel ziet Elia de rationale niet in om op basis van het verbruik uitgedrukt in MW de netgebruiker een degressiviteit toe te kennen op het verbruik uitgedrukt in vermogen.

Elia is bijgevolg de mening toegedaan dat de degressiviteitsregels herzien moeten worden en uitgedrukt worden in schijven van MW'en. Het komt Elia evenwel niet toe om hierin bepaalde keuzes voor te stellen.

Om deze reden is Elia bijgevolg niet in staat een impactberekening uit te voeren van enige degressiviteit voor financiering gebaseerd op netto afgenomen vermogen (MW) en bijgevolg de impact hiervan in te schatten voor de staat.



3. Slotwoord

Ondanks de uitermate korte termijnen voor deze nota's, hoopt Elia een constructieve bijdrage te kunnen leveren aan het debat. De constructieve en intensieve samenwerking met de CREG draagt er verder toe bij dat beide analyses tot dezelfde grootteordes komen voor de impact van de verschillende financieringsopties op de eindconsument.

De berekeningen zijn uitgevoerd in de geest van wat in de brieven werd gevraagd die de Minister ons heeft verstuurd. Elia wijst er echter op dat de gemaakte berekeningen niet vooruitlopen op mogelijke andere juridische, fiscale of operationele struikelblokken kwesties die in aanmerking moeten worden genomen om al dan niet één van deze keuzes in een wetsontwerp te concretiseren.

Elia wil er tot slot ook op wijzen dat het reeds belast is met de inning van een reeks ODV-tarieven of toeslagen die voortvloeien uit de haar opgelegde openbare dienstverplichtingen. Tot op heden worden al deze ODV-tarieven en toeslagen geïnd op basis van de netto afgenomen energie afgenomen van het transmissienet (MWh) en gefactureerd aan de houder van een toegangscontract en de distributienetbeheerders. De toepassing van ODV-tarieven en toeslagen aan de ARPs zou een nieuwe methode van kostentoerekening zijn, die vanuit verschillende invalshoeken dient geëvalueerd te worden alvorens tot enige implementatie kan worden overgegaan.

Tenslotte onderlijnt Elia de *call for action* van november 2017 was ingegeven door de bijzonder korte realisatietermijn voor de ontwikkeling van voldoende alternatieven voor de nucleaire uitstap tegen 2025 (een conclusie die standhoudt zelfs bij een scenario van gedeeltelijke uitstap).

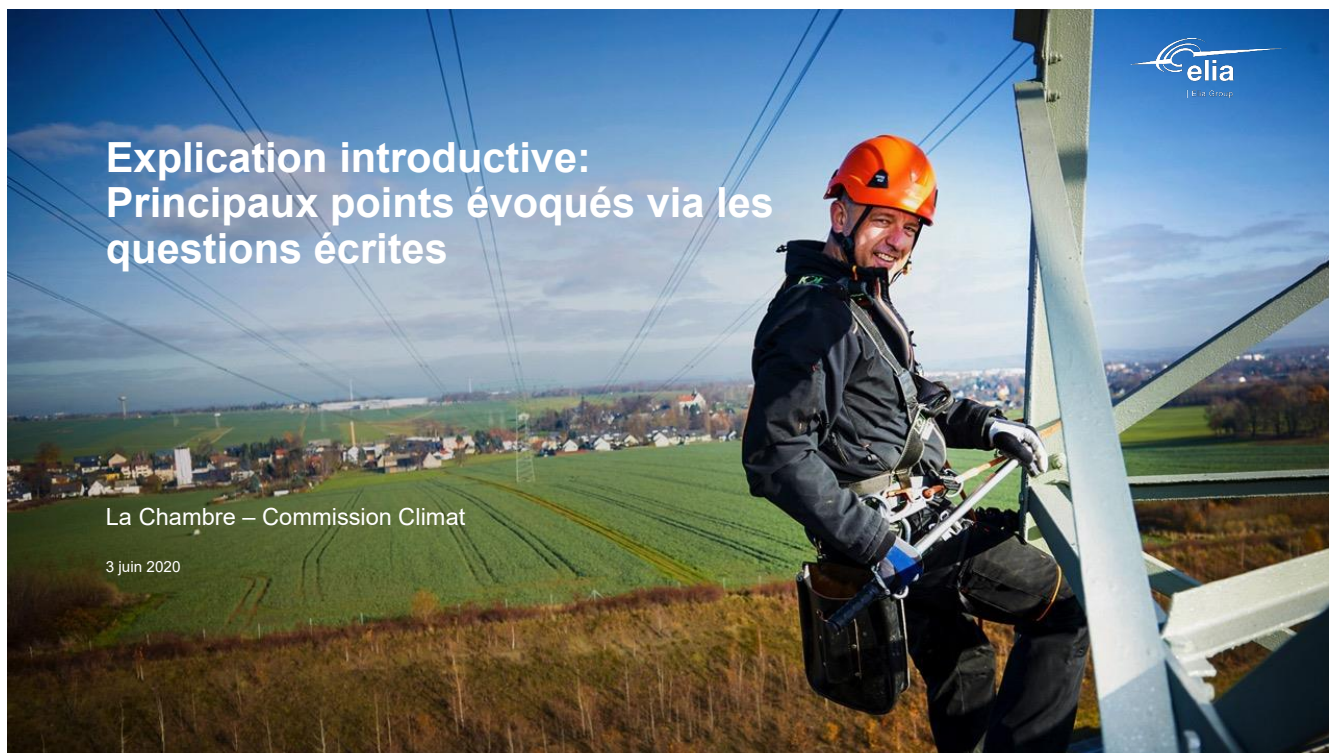
Een cruciale stap voor de succesvolle realisatie van de alternatieven is de goedkeuring van de Europese Commissie voor het invoeren van een CRM-mechanisme in België. Indien de huidige regering het wettelijk kader hiervoor nog wenst te realiseren, lijkt het voor Elia cruciaal om de gesprekken met de Europese Commissie zo vlug mogelijk op te starten. Dit kan, en zal, in parallel moeten gebeuren met verdere inhoudelijke reflecties. Dit wordt een bijzonder grote uitdaging.

Elia blijft uiteraard beschikbaar om hiervoor verdere technische ondersteuning te bieden.

* *

*

C. 1. ELIA



Explication introductive: Principaux points évoqués via les questions écrites

La Chambre – Commission Climat

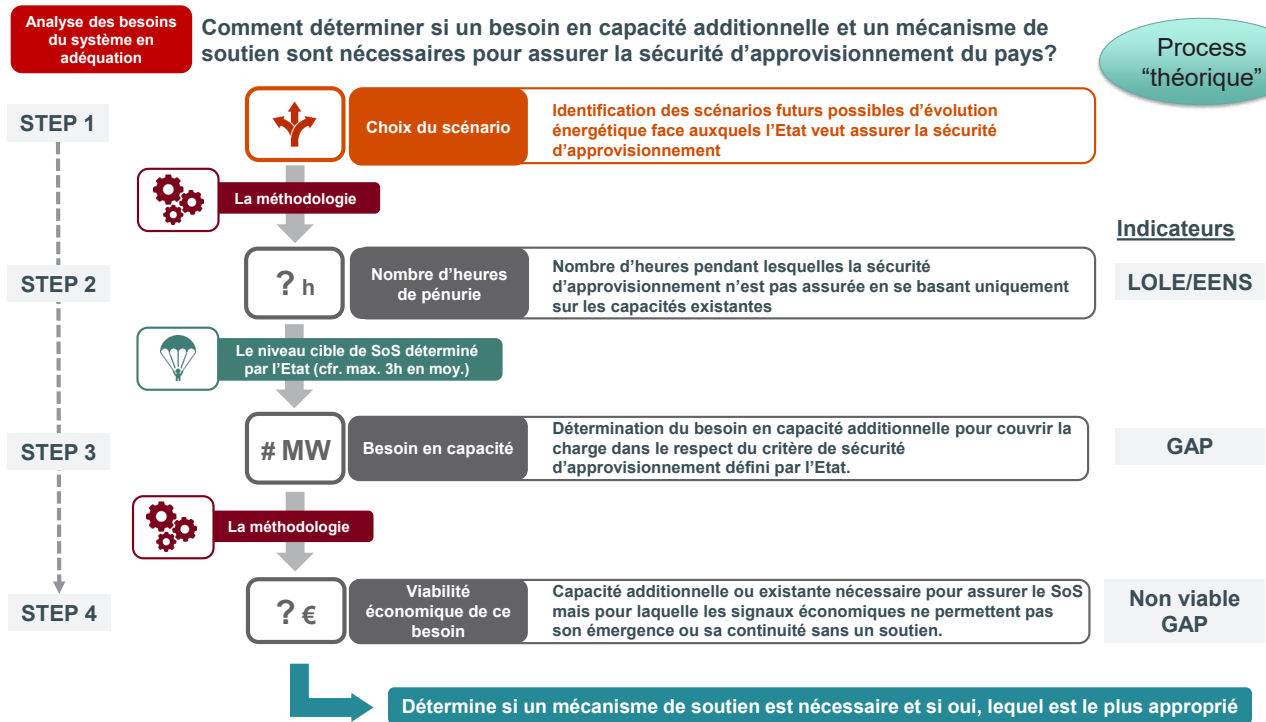
3 juin 2020

Ordre du jour - Principaux points

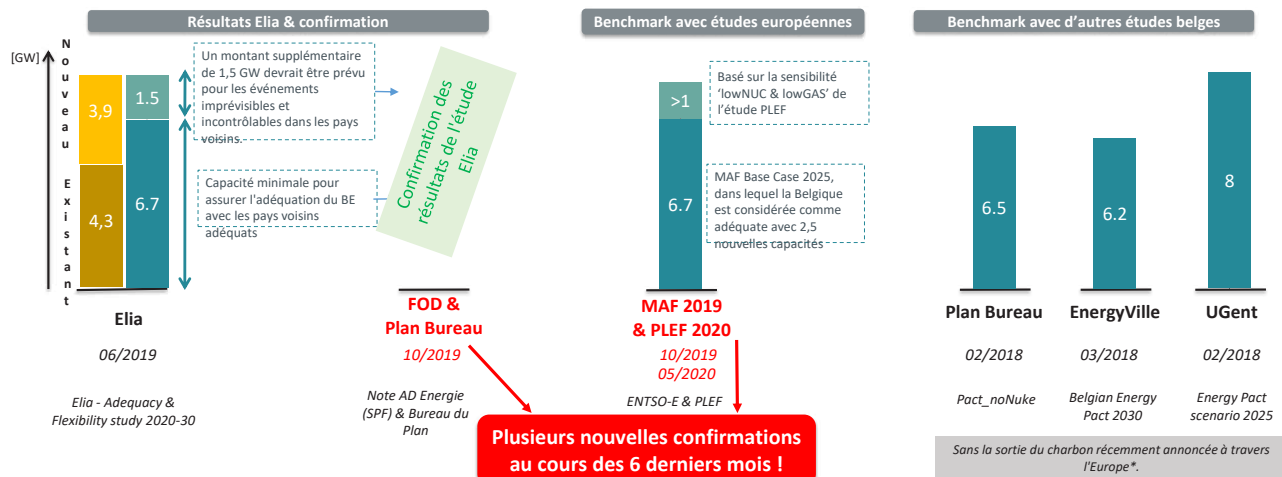
- Etude du besoin en capacité et étude sur les volumes nécessaires pour le CRM
- Scarcity pricing
- Financement/ allocation de coûts
- Urgence des décisions et de leur mise en œuvre



Stand van zaken / Etats des lieux CRM 2



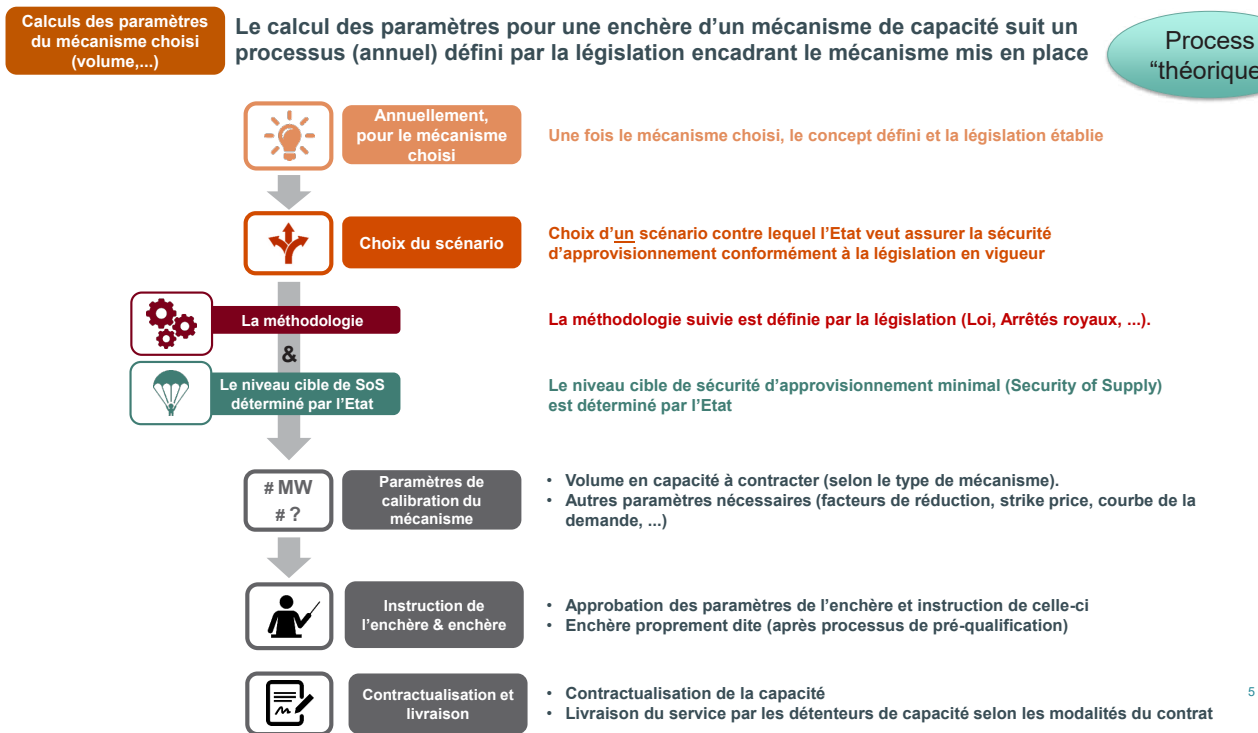
'GAP' nécessaire afin de satisfaire aux critères belges de sécurité d'approvisionnement d'ici 2025, en tenant compte des nouveaux RES, du DSM et du stockage



Les résultats d'Elia ont été (re)confirmés par des universitaires, experts nationaux et études européennes au cours de l'année dernière, et ce, jusqu'à très récemment (mai 2020).

* Dans l'intervalle, plus de 25GW de capacité supplémentaire (annoncée) à fermer dans les pays voisins.

4



Le premier cycle annuel visant à déterminer le volume de la première mise aux enchères du CRM a récemment commencé.

Process
mise en
pratique

- Fin avril 2020, la Belgique a complété son dossier de notification avec une proposition de méthode et de processus pour déterminer le volume requis (sous la forme d'un projet d'Arrêté Royal).
 - La méthodologie n'est donc pas "librement à déterminer", mais elle est décrite dans cette proposition d'Arrêté Royal
- La Ministre a demandé au Comité de suivi de commencer les travaux en urgence selon le cadre posé par ce projet d'Arrêté Royal
- Elia y souscrit (exécution d'une OSP) et a déjà réalisé une action en application de ce cadre :
 - Une consultation publique sur les données, le scénario et les sensibilités pour le calcul des paramètres de volume a été lancée le 5 mai, après collaboration avec l'DG Energie et en concertation de la CREG.
- Afin de respecter le calendrier de l'appel d'offres planifié en 2021, les différentes étapes prévues dans cet AR doivent être réalisées sans attendre (il n'y a pas de « marge »).

→ Si le choix est de mettre en œuvre le CRM en pratique :

- Il n'est alors plus possible de reporter ou d'ajuster la méthode de détermination du volume ;
- Il convient de continuer à accorder toute l'attention nécessaire à sa mise en œuvre



Title of presentation | 6

Scarcity pricing vise surtout à résoudre un problème de flexibilité, plutôt qu'un problème de sécurité d'approvisionnement

- Un *Scarcity pricing* ajoute une composante de prix supplémentaire, déterminée administrativement, au prix en temps réel (d'équilibrage) lorsqu'il existe un risque de manque de flexibilité du système électrique.
 - Un *scarcity pricing* fonctionne en complément au CRM (la majorité des États-Unis et des États européens où un *scarcity pricing* est appliqué ont également un CRM (le Texas est la seule exception) ;
 - L'application d'un "modèle Texan" au système électrique belge suscite de nombreuses questions :
 - l'interaction avec le système électrique européen ;
 - le financement n'est pas défini: comment le coût supplémentaire estimé à 6,9 €/MWh (source : note (Z)1986 de la CREG) est-il financé, via "un prélèvement qui ne peut pas participer au système" ?
 - La faisabilité juridique de l'application d'un tel modèle avec un impact sur le "BSP".
 - Dans son opinion sur le plan d'implémentation belge, la Commission européenne a demandé que certains aspects soient examinés et '*considérés*'. Elle reconnaît également que les tarifs de déséquilibre actuels contiennent déjà des éléments d'un *scarcity pricing mechanism*.
 - Elia étudie le *scarcity pricing* déjà depuis plusieurs années, en coopération avec la CREG et les chercheurs de l'UCL qui assistent la CREG à cet égard. Ces analyses se poursuivront tout au long de l'année 2020.
- Un *Scarcity pricing* ne "remplace" pas un CRM; le CRM doit être développé parallèlement à des recherches plus approfondies sur le *scarcity pricing*.



Title of presentation 7

La répartition du coût du CRM et son impact sur différentes catégories d'utilisateurs

- Pour rappel, la mise en œuvre d'un CRM génère un coût, mais produit des bienfaits en terme de sécurité d'approvisionnement, de prix sur le marché de l'énergie et donc de « welfare ».
 - Lors de l'été 2018, Elia a réalisé à la demande de la Ministre de l'Energie une analyse d'impact portant uniquement sur la répartition du coût du CRM. Les résultats produits sont toujours valides.
 - Les hypothèses sur le coût total (350M€) proviennent de l'évaluation réalisée par PwC pour le compte de la DG Energie.
 - A noter : si la simulation devait porter sur un impact annuel différent de 350M€/an, une bonne approximation de l'impact auprès des différentes catégories d'utilisateurs pourrait être obtenue au travers l'application d'une règle proportionnelle.
 - En ce qui concerne l'application éventuelle de dégressivité, les mécanismes existants (cotisation fédérale et surcharge CV offshore) font que c'est l'État qui compense l'aide octroyée. Sur cette base, l'application éventuelle de dégressivité à la surcharge CRM n'aurait pas d'incidence sur les ménages et les PME.
 - A noter : techniquement, il est possible de traiter ultérieurement la question de la compatibilité de règles de dégressivité au regard des lignes directrices en matière d'Aide d'État
- ⇒ Notre rapport indiquait que l'impact du CRM pour un ménage moyen s'élève entre 16,84 EUR/an et 19,47 EUR/an respectivement, en cas d'application sur l'énergie prélevée (MWh) ou la puissance prélevée (MW).
- ⇒ Le niveau cible de la sécurité d'approvisionnement du pays et le résultat de l'enchère compétitive déterminent le coût du CRM. Au moins la sécurité d'approvisionnement est garantie, au plus le risque de pénurie augmente, et l'émergence de pic de prix de l'électricité se multiplie.



Title of presentation 8

Conclusion : afin de mettre en œuvre le CRM, le dossier doit être complété de toute urgence et le cadre doit être finalisé et formalisé davantage.



- Le seul élément manquant dans le dossier belge est le choix du financement. Il appartient aux autorités de faire ce choix, afin que la Commission européenne puisse analyser le dossier belge.
 - L'analyse approfondie de la Commission européenne et la capacité à prendre en compte leurs recommandations en temps utile et à lancer l'appel d'offres comme prévu conformément au calendrier serré sont nécessaires au bon fonctionnement du mécanisme.
 - Selon Elia, il est encore possible de livrer le CRM à temps, mais il est alors urgent de compléter le dossier belge, y compris le cadre législatif plus large (modification de la loi électricité, adoption d'arrêtés royaux) dans les prochaines semaines.
 - Le processus à mener en Belgique d'approbation des législations nécessaires ne peut attendre la validation finale par la Commission européenne et doit être lancé dès maintenant afin que tout puisse être finalisé avant mars 2021.
 - Dans l'intervalle, Elia continuera à travailler conformément à la législation et aux instructions en vigueur afin de garantir une mise en œuvre à temps du CRM.
- ⇒ **Sur base du cadre actuel, nous réitérons notre avis selon lequel un CRM reste nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement de la meilleure manière possible (techniquement et économiquement).**
- ⇒ **Nous demandons donc de toute urgence la finalisation du dossier de notification et le début du processus d'approbation de la réglementation belge.**



Title of presentation 9



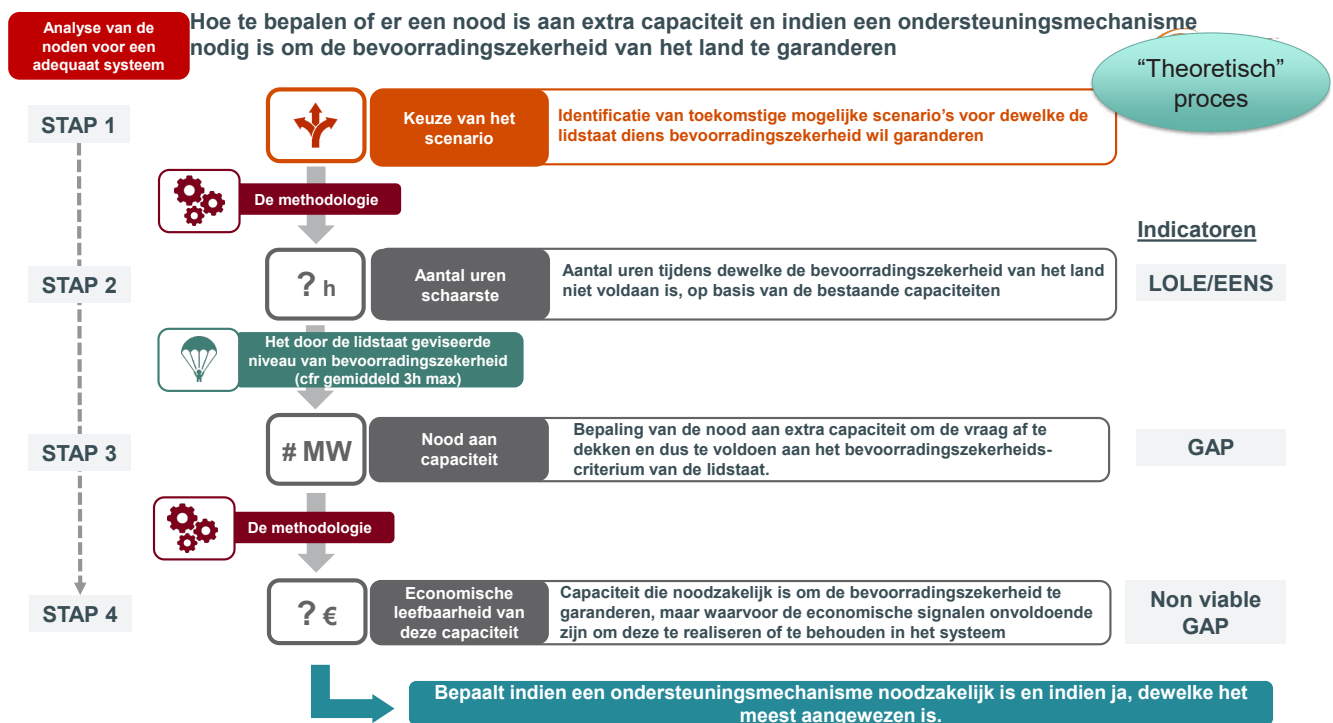


Agenda – Belangrijkste discussiepunten

- Proces en stand van zaken studies inzake de nood en deze inzake de nodige volumes voor een CRM
- Scarcity pricing
- Financiering / kostenallocatie
- Urgentie van de beslissingen en de uitvoering ervan

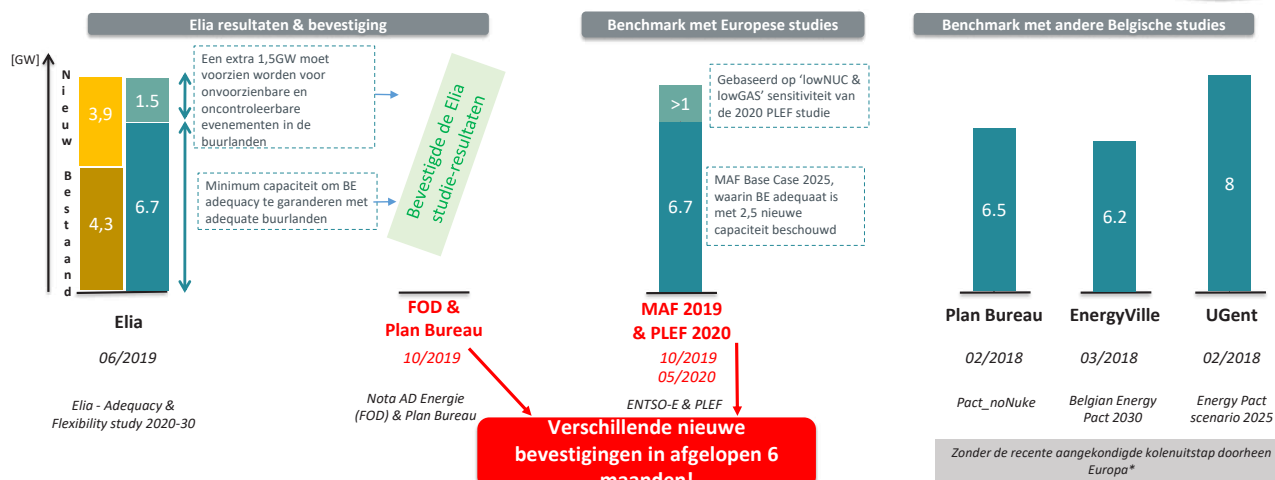


Stand van zaken / Etats des lieux CRM 2



Nodige 'GAP' om aan de Belgische bevoorradingszekerheidscriteria te voldoen tegen 2025, rekeninghoudend met nieuwe HEB, DSR, en opslag

In de praktijk



De resultaten van Elia werden (her)bevestigd door vele academici, nationale experts en Europese studies over het afgelopen jaar, tot en met heel recent (mei 2020).

* Ondertussen werd meer dan 25GW extra capaciteit (aangekondigd) om te sluiten in de buurlanden.

De eerste jaarlijkse cyclus ter bepaling van het volume voor de eerste CRM-veiling is recent gestart

In de praktijk

- Eind april 2020, heeft België haar notificatiedossier vervolledigd met een voorstel van methode en proces om het benodigde volume te bepalen (onder de vorm van een voorstel van Koninklijk Besluit)
 - De Methodologie is dus niet 'vrij te bepalen', maar staat in dit voorstel van Koninklijk Besluit beschreven
- De Minister heeft aan het opvolgingscomité gevraagd om in het kader van dit voorgesteld KB de werkzaamheden urgent aan te vatten
- Elia schrijft zich hierin in (uitvoering van een ODV) en heeft alvast een actie uitgevoerd in toepassing ervan:
 - De publieke consultatie over de data, het scenario en de sensitiviteiten voor de berekening van de volume-parameters werd opgestart op 5 mei, na samenwerking met de AD Energie en overleg met de CREG.
- Om de tijdslijn richting de aanbesteding in 2021 te respecteren, moeten de verschillende stappen voorzien in dit KB met urgentie uitgevoerd worden (er is geen 'buffer').

→ Als de keuze is om de CRM in de praktijk te implementeren, dan:

- Is het niet langer mogelijk om de volumebepalingsmethodologie uit te stellen of aan te passen;
- Moet alle aandacht onverminderd naar de implementatie ervan gaan



Title of presentation | 6



Scarcity pricing viseert vooral een flexibiliteitsprobleem en niet een bevoorradingszekerheidsprobleem



- Scarcity pricing voegt een administratief bepaalde extra prijscomponent toe aan de real-time (balancing) prijs wanneer in het elektriciteitssysteem een tekort aan flexibiliteit dreigt te ontstaan.
 - Een scarcity pricing werkt hoogstens complementair aan een CRM (de meerderheid van de US en Europese Staten waar een scarcity pricing is toegepast, hebben ook een CRM (Texas is de enige uitzondering));
 - De toepassing van een 'Texaans model' op het Belgische elektrische systeem genereert bovendien tal van vragen:
 - de interactie met het Europese elektriciteitssysteem;
 - de financiering is onduidelijk: hoe wordt de geschatte meerkost van 6,9 €/MWh gefinancierd (bron: CREG nota (Z)1986), 'voor een afname die niet in staat is om deel te nemen aan het systeem'?
 - de juridische haalbaarheid om een dergelijk model toe te passen met impact op de "BSP".
 - De Europese Commissie heeft in haar opinie van het Belgische Implementatieplan verzocht om bepaalde aspecten verder te onderzoeken en te overwegen. Ze erkent ook dat de huidige onevenwichtstarieven reeds elementen bevat van een *scarcity pricing mechanism*.
 - Elia bestudeert sinds enkele jaren Scarcity pricing mechanismen, in samenwerking met de CREG en de onderzoekers van de UCL die de CREG hierin bijstaan. Deze analyses worden verdergezet doorheen 2020.
- Scarcity pricing 'vervangt' niet de CRM; CRM moet verder gerealiseerd worden in parallel met verder onderzoek inzake scarcity pricing.



De verdeling van de kosten van de CRM en de impact ervan op de verschillende categorieën gebruikers

- Ter herinnering: de implementatie van een CRM brengt kosten met zich mee, maar levert ook voordelen op in termen van bevoorradingszekerheid, de prijs op de energiemarkt en dus de algemene “welvaart”.
 - In de zomer van 2018 heeft Elia op verzoek van de Minister van Energie een impactanalyse uitgevoerd die uitsluitend betrekking had op de verdeling van de totale kosten van de CRM. De resultaten zijn nog steeds geldig.
 - De veronderstellingen over de totale kosten (350 miljoen euro) zijn afkomstig van de evaluatie die PwC in opdracht van de DG Energie heeft uitgevoerd.
 - Opmerking: als de simulatie een ander jaarlijks effect van 350 miljoen euro per jaar zou hebben, kan een goede benadering van het effect op de verschillende categorieën gebruikers verkregen worden door een proportionele regel toe te passen.
 - Wat de mogelijke toepassing van degressiviteit betreft, impliceren de bestaande mechanismen (federale bijdrage en offshore-CV-toeslag) dat het de staat is die de toegekende steun compenseert. Op basis hiervan zou de mogelijke toepassing van degressiviteit op de CRM-toeslag geen gevolgen hebben voor huishoudens en KMOs.
 - Opmerking: technisch gezien is het mogelijk om de kwestie van de verenigbaarheid van de degressiviteitsregels in het kader van de richtsnoeren inzake staatssteun later te behandelen.
- ⇒ **Ons rapport gaf aan dat de impact van de CRM voor een gemiddeld huishouden tussen 16,84 EUR/jaar en 19,47EUR/jaar ligt, respectievelijk wanneer het wordt toegepast op basis van afgenomen energie (MWh) of afgenomen vermogen (MW).**
- ⇒ **Het streefniveau van de bevoorradingszekerheid van het land en het resultaat van de concurrerende veiling bepalen de kosten van de CRM. Hoe lager bevoorradingszekerheid, hoe groter het risico op tekorten en op pieken in de elektriciteitsprijzen.**



Title of presentation 8

Conclusie: om de CRM te implementeren moet het dossier urgent vervolledigd worden en moethet kader verder gefinaliseerd en geformaliseerd worden

- Het enige ontbrekende element in het Belgische dossier is de keuze inzake de financiering. Het komt de overheid toe om hierin een keuze te maken, opdat de Europese Commissie het Belgische dossier kan analyseren.
 - De grondige analyse van de Europese Commissie en de mogelijkheid om hun aanbevelingen tijdig in rekening te brengen en alsnog de aanbesteding te lanceren zoals voorzien conform de krappe timing is noodzakelijk voor de goede werking van het mechanisme.
 - Het lijkt Elia nog steeds haalbaar om de CRM tijdig op te leveren, maar dan is de vervollediging van het Belgische dossier, incl. het ruimere wetgevende kader (aanpassing elektriciteitswet, aanname KB's) urgent voor de komende weken.
 - Het Belgische goedkeuringsproces van de nodige wetgevingen kan niet wachten tot de finale validatie door de Europese commissie en moet nu al opgestart worden zodat alles gefinaliseerd kan worden vóór maart 2021.
 - Ondertussen blijft Elia conform de huidige wetgeving en instructies verder werken opdat een tijdige implementatie van de CRM mogelijk blijft.
- ⇒ **Op basis van het huidige kader, herhalen wij onze raad dat een CRM noodzakelijk blijft om de bevoorradingszekerheid op de beste manier (technisch én economisch) te garanderen.**
- ⇒ **Aldus verzoeken we met urgentie de finalisering van het notificatie-dossier en de opstart van het goedkeuringsproces voor de Belgische regelgeving.**



Title of presentation 9

C. 2. CREG

Réponse aux questions parlementaires sur le CRM

AUDITION EN COMMISSION ENERGIE, ENVIRONNEMENT ET CLIMAT DE LA CHAMBRE

Comité de direction de la CREG

3 juin 2020



— CREG —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Table des matières

1. Introduction
2. Mécanisme de restriction du coût du CRM
3. Estimation de l'impact sur la facture du consommateur
4. Impact du climat, de la réserve stratégique et du VoLL sur les simulations d'Elia et le besoin d'un CRM
5. Autres: *scarcity pricing*, nouvelle simulation, hiver 2018-2019
6. Conclusions

— CREG —

2

1. Introduction

- La CREG a répondu par écrit aux 52 questions des parlementaires
 - Certaines questions étaient similaires => ces réponses se trouvent dans les annexes
 - La CREG a rédigé une note séparée sur l'estimation du coût pour le consommateur. Une synthèse de cette note se trouve également dans le document avec les réponses (voir annexe 1)
- ➔ cette présentation-ci n'aborde qu'une partie des questions
- ➔ la CREG est disponible pour donner plus d'explication sur l'ensemble des réponses aux questions, oralement ou par écrit

— CREG —

3

2. Mécanisme de restriction du coût du CRM

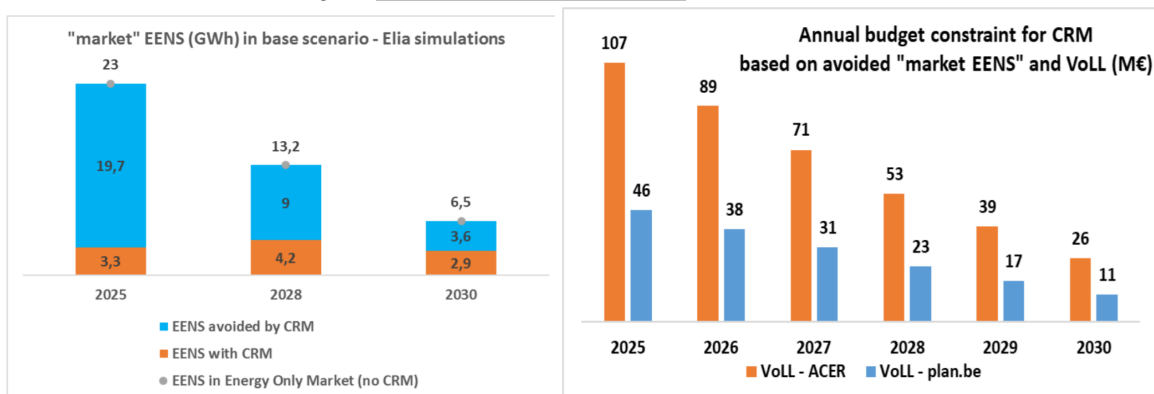
- Principe: « Contrainte budgétaire selon laquelle le coût du CRM ne peut excéder le coût que représente, pour le consommateur, l'énergie non livrée attendue (*Expected Energy Not Served*, ou « EENS ») qu'il permet d'éviter»
 - Coût de l'EENS = EENS (Energie non livrée en MWh) x VoLL (Value of Lost Load en €/MWh)
- ➔ coût du CRM ne peut excéder $(EENS_{\text{sans CRM}} - EENS_{\text{avec CRM}}) * VoLL$
- L'EENS est celle en cas de délestage, selon le plan de défense, approuvé par la Ministre (19.12.2019). Ce délestage doit être le plus efficient économiquement ➔ délester les consommateurs avec la VoLL la plus basse ➔ ce sont surtout les ménages qui seront délestés en cas de pénurie => c'est la valeur qu'ils accordent à l'énergie non livrée qui doit être prise en compte

— CREG —

4

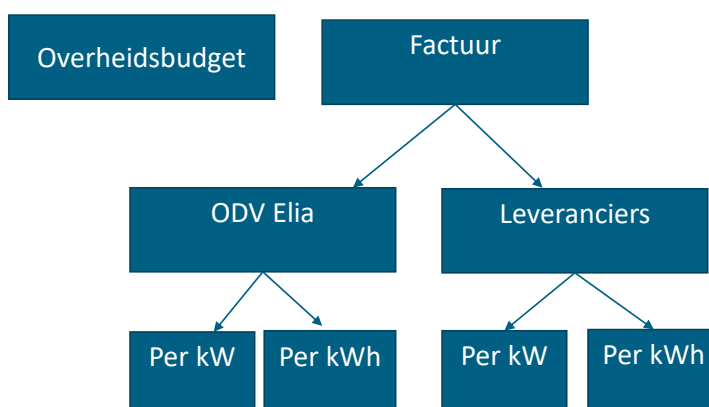
2. Mécanisme de restriction du coût du CRM (2)

- L'EENS qui est évitée par un CRM est simulée par Elia dans son étude de juin 2019 (en bleu en graphique de gauche, en GWh).
- VoLL en cas de délestage: estimée entre 2.300 et 5.330 €/MWh
- ➔ Budget résultant du mécanisme de restriction du coût: entre 11 et 107 M€ par an (graphique à droite)
- ➔ Si l'EENS et/ou la VoLL changent, le budget changera également, mais sera de toute façon connu avant l'enchère



3. Estimation de l'impact sur la facture

- Premier choix



- Deuxième choix

- Troisième choix

3. Estimation de l'impact sur la facture (2)

Pour le financement du CRM, les choix suivants sont à faire:

A. Via le budget de l'Etat

B. Via la facture de consommateur

1. La manière de collecter les revenus – par exemple, via:
 1. Un tarif OSP d'Elia: contrôle de la CREG, pas de liberté pour les fournisseurs dans la manière de répercuter
 2. les fournisseurs: pas (peu) de contrôle de la CREG, liberté pour les fournisseurs dans la manière de répercuter (ce qui peut être plus efficace d'un point de vue économique)
2. La base tarifaire sur laquelle les revenus à collecter sont calculés:
 1. **Par kWh** prélevé (énergie): pas (peu) d'incitant pour baisser son prélèvement lors de périodes de rareté
 2. **Par kW prélevé lors de période de rareté** (puissance en pointe): beaucoup d'incitant pour baisser son prélèvement lors des périodes de rareté, ce qui diminue également l'EENS et, par conséquent, le coût total (si on choisit le mécanisme de restriction du coût)

— CREG —

7

3. Estimation de l'impact sur la facture (3)

Pour estimer l'impact sur la facture, 4 niveaux de budgets sont considérés:

- Mécanisme de restriction de budget (proposition CREG), coût maximal connu avant l'enchère:
 - **Budget A1:** VoLL = 2.300 €/MWh, EENS = 3,6 GWh => **11 M€/an**
 - **Budget A2:** VoLL = 5.300 €/MWh, EENS = 19,3 GWh => **107 M€/an**
- Pas de mécanisme de restriction de budget (proposition SPF/Elia), coût connu seulement après l'enchère:
 - **Budget B1:** coût nominal moyen annuel, calculé par la CREG sur base de l'étude PWC: **614 M€/an**
 - **Budget B2:** coût nominal moyen annuel, calculé par la CREG sur base de l'étude PWC, en tenant compte des résultats des enchères en Pologne et Irlande: **940 M€/an**

— CREG —

8

3. Estimation de l'impact sur la facture (4)

- Résultats **par MWh** prélevé

			kostprijs volgens afgenomen MWh - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)				
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940	M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	159.076	1.547.372	8.879.315	13.593.739	€/jaar
	grote industrie	200.000	31.815	309.474	1.775.863	2.718.748	€/jaar
	kleine industrie	25.000	3.977	38.684	221.983	339.843	€/jaar
	KMO	100	16	155	888	1.359	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,6	5	31	48	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,7	7	38	58	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	8	47	71	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	1,0	10	56	86	€/jaar

- “Gezinnen nacht (S22)”: des ménages avec un prélèvement principalement pendant les heures creuses (900.000 connections)

— CREG —

9

3. Estimation de l'impact sur la facture (5)

- Résultats **par MWh** prélevé, avec dégressivité comme appliqué pour l'offshore (price à charge du budget de l'état)

			kostprijs volgens afgenomen MWh - met degressiviteit - volgens 4 budgetten ingeschat				
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940	M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	88.296	250.000	250.000	250.000	€/jaar
	grote industrie	200.000	18.303	250.000	250.000	250.000	€/jaar
	kleine industrie	25.000	2.991	29.099	166.980	250.000	€/jaar
	KMO	100	14	132	759	1.162	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,6	5	31	48	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,7	7	38	58	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	8	47	71	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5.3	1.0	10	56	86	€/jaar

- “Gezinnen nacht (S22)”: des ménages avec un prélèvement principalement pendant les heures creuses (900.000 connections)

— CREG —

10

3. Estimation de l'impact sur la facture (6)

- Une adaptation de la dégressivité offshore a été demandée par la Commission européenne
- L'acceptation par la CE d'une dégressivité pour le CRM identique à celle appliquée pour l'offshore, surtout avec un plafond, est peu probable
- En outre, la CE semble douter de l'applicabilité des critères de réduction figurant dans l'EEAG (c'est-à-dire au bénéfice des entreprises électro-intensives) aux charges liées au CRM

— CREG —

11

3. Estimation de l'impact sur la facture (7)

- Tempus case CRM UK – tribunal UE:
 - La méthode de recouvrement choisie a une incidence sur le volume de capacité
 - La méthode de recouvrement choisie a donc un impact sur le coût du mécanisme
 - Le coût du mécanisme doit être limité au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif fixé pour être considéré comme proportionné
 - La méthode de recouvrement des coûts du CRM doit dès lors contenir des incitants pour les acteurs du marché en vue de tendre vers le coût le plus faible possible

➔ Une répercussion par kW semble être en ligne avec le Tempus case

— CREG —

12

3. Estimation de l'impact sur la facture (8)

- Résultats **par kW** prélevé en période de rareté (définie par les prix de marché les plus élevés)
- Donne un incitant à diminuer le prélèvement en période de rareté

		kostprijs volgens piekafname (kW) - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)					
		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)			
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940	M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	132.287	1.286.791	7.384.015	11.304.518	€/jaar
	grote industrie	200.000	30.215	293.905	1.686.520	2.581.969	€/jaar
	kleine industrie	25.000	3.473	33.782	193.852	296.777	€/jaar
	KMO	100	17	165	949	1.452	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,7	7	39	60	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,9	8	47	73	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	7	43	66	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	0,9	9	52	80	€/jaar

— CREG —

13

3. Estimation de l'impact sur la facture (9)

- Résultats **par kW** prélevé au-dessus du prélèvement moyen, en période de rareté (définie par les prix de marché les plus élevés)
- Donne un incitant plus fort à diminuer le prélèvement en période de rareté pour la partie qui dépasse la moyenne

		kostprijs volgens volatiele piekafname (kW) - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)					
		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)			
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940	M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	82.907	806.460	4.627.723	7.084.787	€/jaar
	grote industrie	200.000	11.692	113.731	652.623	999.129	€/jaar
	kleine industrie	25.000	2.210	21.498	123.365	188.864	€/jaar
	KMO	100	17	164	939	1.437	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	1,0	10	57	87	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	1,2	12	68	105	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,5	5	26	40	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	0,6	5	32	48	€/jaar

— CREG —

14

4. Impact du climat, de la RS et du VoLL sur les simulations d'Elia et le besoin d'un CRM

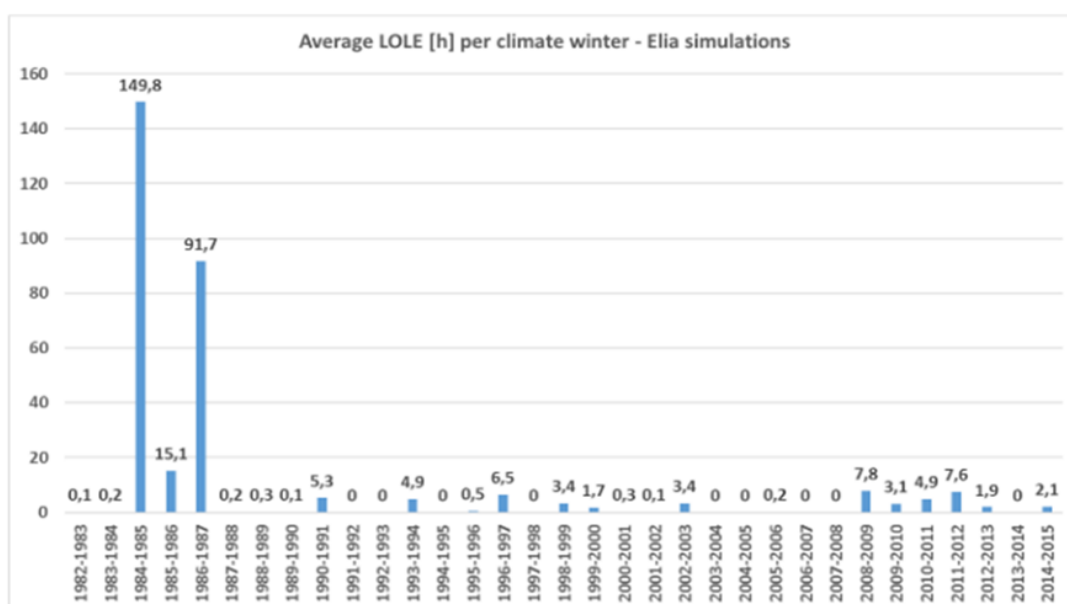
- Selon la CREG, les simulations d'Elia ne tiennent pas compte de:
 - L'impact du **réchauffement climatique** sur la probabilité d'occurrence dans le future d'hivers extrêmes comme dans les années '80. Une étude (VUB) montre que cette probabilité a fortement diminué.
 - La **réserve stratégique (RS)**, qui permet de garder des unités existantes à disposition du système. Une telle prise en compte est toutefois obligatoire selon le Règlement 2019/943.
 - Plusieurs autres remarques (voir étude CREG n° 1950)
- Si l'on tient compte de l'impact de la RS et du climat, le LoLE se trouve en-dessous de 3h

— CREG

15

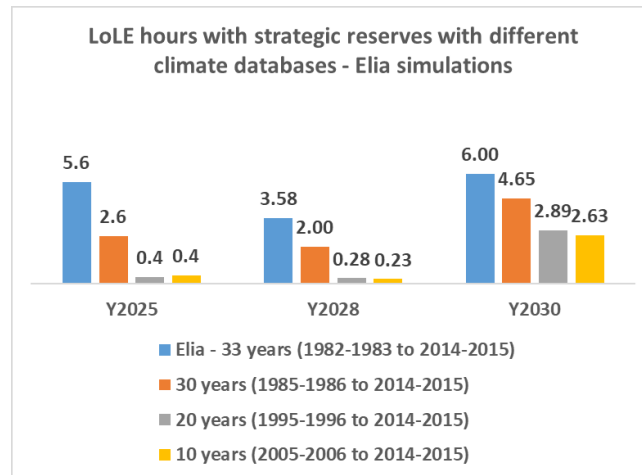
4. Impact du climat, de la RS et du VoLL sur les simulations d'Elia et le besoin d'un CRM

- 80-90% du LoLE simulé sont dus à deux hivers des années '80



4. Impact du climat, de la RS et du VoLL sur les simulations d'Elia et le besoin d'un CRM

- Avec seulement un hiver extrême de moins ("30 years") et la réserve stratégique, le LoLE est déjà inférieur à 3h pour 2025 et 2028
- En outre, la VoLL devrait être nettement inférieure à celle choisie par l'Etat belge (23.300 €/MWh). Par conséquent, le LoLE-target serait plus élevé (>6h au lieu de 3h actuellement) (cfr annexe 4)



— CREG —

17

5. Autres

- Hiver 2018-2019: fin septembre 2018: 3 GW nucléaire de moins
- Ex ante, Elia avait simulé 500h LoLE pour hiver 2018-2019
- Ex-post, on a pu constater le suivant:
 - Prix forward flambant (Nov 2018 baseload jusqu'à 200 €/MWh)
 - **Réaction du marché:** ajout de plus de 1000 MW de capacité située en Belgique en 1-3 mois
 - Meilleur fonctionnement du couplage des marchés
- ➔ Prix relativement bas (prix horaire max. 499 €/MWh, pendant une heure)
- ➔ À tout moment, une marge d'au moins 3.700 MW avant LoLE

— CREG —

18

5. Autres (2)

- Scarcity pricing
 - Impact significatif sur la rentabilité de la capacité de pointe
 - La Commission européenne supporte le mécanisme du scarcity pricing
 - Le mécanisme comme analysé par UCL et la CREG peut être mis en oeuvre dans le délai demandé par la CE (1/01/2022)
- Nouvelle simulation
 - Légalement, une nouvelle simulation belge de l'adéquation est prévue au plus tard le 30 juin 2021
 - Cela sera après l'instruction pour la première enchère, prévue au plus tard ~~31~~ mars 2021

➔ donc, dans l'intérêt du consommateur, il serait logique de réaliser une nouvelle simulation avant 31 mars 2021

— CREG —

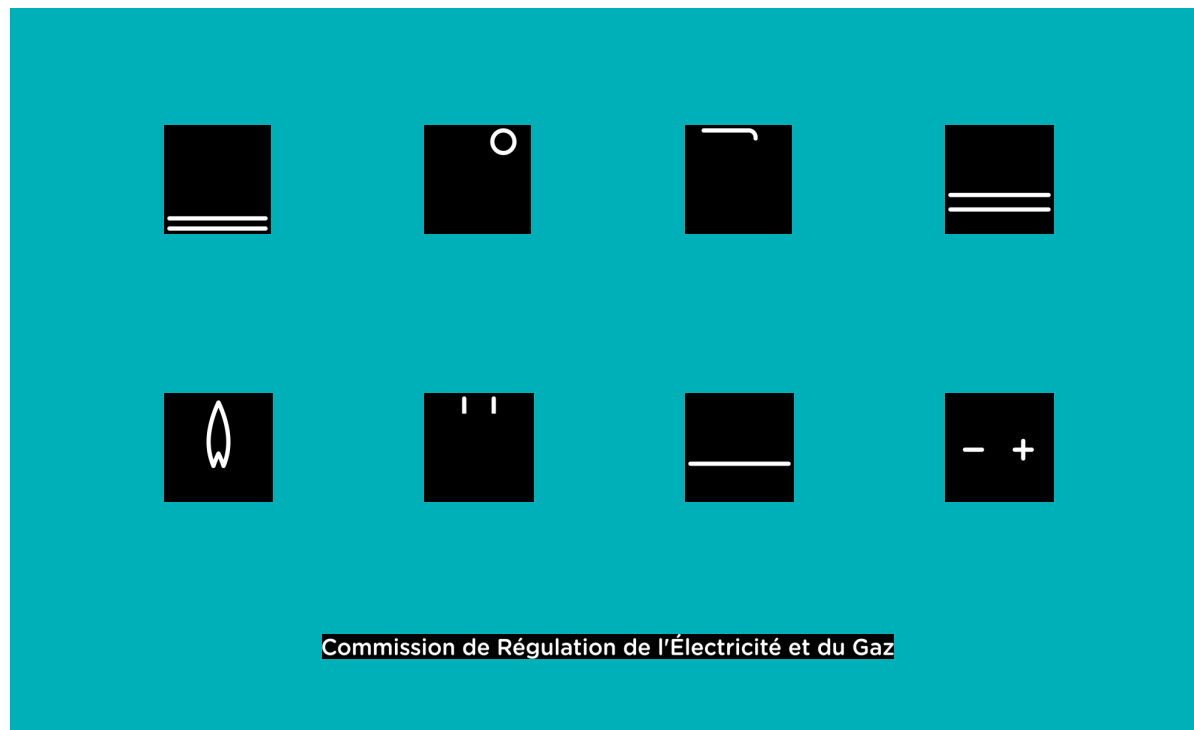
19

Conclusions

- Sans mécanisme de restriction du coût, un CRM peut avoir un impact élevé sur la facture du consommateur
- Plusieurs remarques fondamentales sur la simulation d'Elia: une nouvelle simulation est possible et nécessaire avant d'activer le CRM (➔ avant 31 mars 2021)
- Le marché a montré sa résilience lors de l'hiver 2018-2019
- Garder l'option de la réserve stratégique ouverte:
 - Pour un volume beaucoup plus bas (10-20x plus bas) => moins d'impact sur le marché + un coût beaucoup plus bas
 - Simulation en T-1 => moins d'incertitude sur le besoin
 - Décision annuelle => coût plus bas (p.ex. pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020, le coût de la RS était nul)
- En tenant compte de la RS et de l'impact du réchauffement climatique, le LoLE est inférieur à 3h

— CREG —

20



Antwoord op de parlementaire vragen over het CRM

HOORZITTING IN DE COMMISSIE ENERGIE, LEEFMILIEU EN KLIMAAT VAN DE KAMER

Directiecomité van de CREG

3 juni 2020



— CREG —

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

Inhoudstafel

1. Inleiding
2. Mechanisme voor de beperking van de kosten van het CRM
3. Raming van de impact op de factuur van de gebruiker
4. Impact van het klimaat, de strategische reserve en de VOLL op de simulaties van Elia en de nood aan een CRM
5. Andere: *scarcity pricing*, nieuwe simulatie, winter 2018-2019
6. Conclusies

— CREG —

2

1. Inleiding

- CREG heeft schriftelijk geantwoord op 52 vragen van de parlementsleden
 - Sommige vragen waren gelijkaardig => deze antwoorden staan in de bijlage
 - CREG heeft een afzonderlijke nota opgesteld over de raming van de kost voor de gebruiker. Het document met antwoorden bevat eveneens een samenvatting van deze nota (zie bijlage 1)
- ➔ deze presentatie behandelt slechts een deel van de vragen
- ➔ de CREG is beschikbaar om meer uitleg te geven over de antwoorden op de vragen, mondeling of schriftelijk

— CREG —

3

2. Mechanisme voor de beperking van de kosten van het CRM

- Principe: "Budgettaire beperking dat de kost van het CRM niet hoger mag zijn dan de kost van de verwachte niet-geleverde energie (*Expected Energy Not Served*, of "*EENS*") voor de gebruiker die door het CRM kan vermeden worden"
- Kost van de EENS = EENS (niet-geleverde energie in MWh) x VoLL (Value of Lost Load in €/MWh)

→ kost van het CRM moet minder zijn dan ($EENS_{\text{zonder CRM}} - EENS_{\text{met CRM}}$)

* VoLL

- EENS is de energie in geval van afschakeling, volgens het door de minister goedgekeurde systeembeschermingsplan (19/12/2019). Deze afschakeling moet zo kosteneffectief mogelijk zijn → de gebruikers met de laagste VoLL afschakelen → het zijn vooral huishoudens die in geval van schaarste zullen worden afgeschakeld => dat is de waarde die ze toekennen aan niet-geleverde energie die in rekening moet worden gebracht

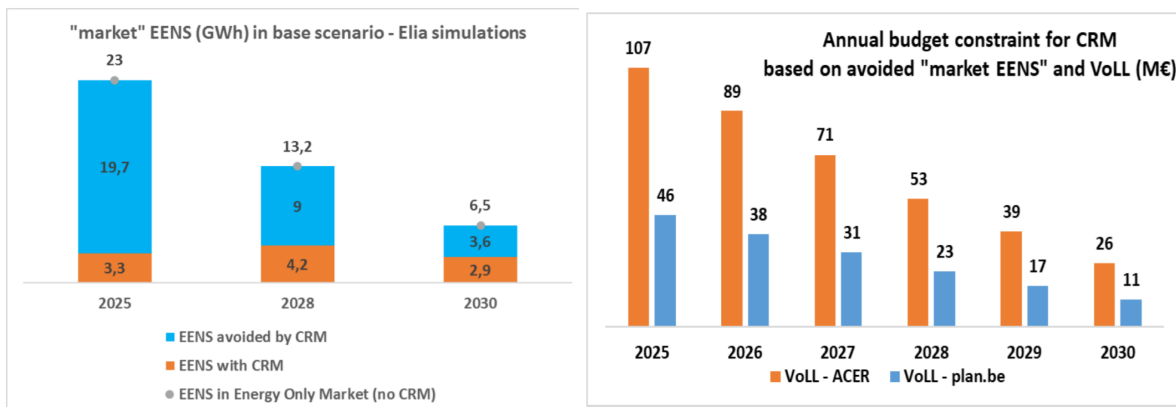
— CREG

4

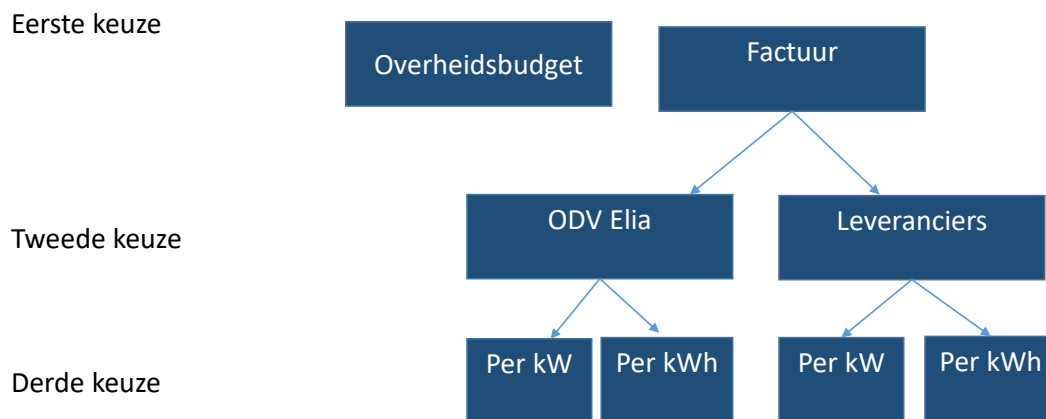
2. Mechanisme voor de beperking van de kosten van het CRM (2)

- Elia heeft de EENS die door een CRM wordt vermeden gesimuleerd in haar studie van juni 2019 (in het blauw in de linkergrafiek, in GWh).
 - VoLL in geval van afschakeling: geraamd tussen 2.300 en 5.330 €/MWh
- Budget als gevolg van het mechanisme voor de beperking van de kosten: tussen 11 en 107 M€ per jaar (rechtergrafiek)

→ Wanneer de EENS en/of de VoLL veranderen, zal het budget ook veranderen, maar dat zal in elk geval voor de veiling bekend zijn



3. Raming van de impact op de factuur



— CREG —

6

3. Raming van de impact op de factuur (2)

Voor de financiering van het CRM moeten er twee keuzes gemaakt worden:

A. Via de overheidsbegroting

B. Via de factuur van de consument

1. De manier om inkomsten te verwerven – bijvoorbeeld via:

1. Een ODV-tarief van Elia: controle van de CREG, geen vrijheid voor de leveranciers om kosten door te rekenen
2. Leveranciers: geen (weinig) controle van de CREG, leveranciers kiezen vrij op welke manier de kosten worden doorgerekend (wat het meest kostenefficiënt kan zijn)

2. De tariefbasis waarop de te verwerven kosten worden berekend:

1. **Per afgenomen kWh** (energie): geen (weinig) stimulans om afname tijdens periodes van schaarste te doen dalen
2. **Per afgenomen kW tijdens periode van schaarste** (piekvermogen): veel stimulans om afname tijdens schaarste te doen dalen, wat ook de EENS en bijgevolg de totaalkost doet dalen (als gekozen wordt voor het mechanisme voor de beperking van de kosten)

— CREG —

7

3. Raming van de impact op de factuur (3)

Om de impact op de factuur te ramen worden 4 budgetniveaus in rekening genomen:

- Mechanisme voor de beperking van het budget (voorstel CREG), maximale kost gekend voor de veiling:
 - **Budget A1:** VoLL = 2.300 €/MWh, EENS = 3,6 GWh => **11 M€/jaar**
 - **Budget A2:** VoLL = 5.300 €/MWh, EENS = 19,3 GWh => **107 M€/jaar**
- Geen mechanisme voor de beperking van het budget (voorstel FOD/Elia), kost pas gekend na de veiling:
 - **Budget B1:** gemiddelde nominale kost, door de CREG berekend op basis van de PWC-studie: **614 M€/jaar**
 - **Budget B2:** gemiddelde nominale kost, door de CREG berekend op basis van de PWC-studie, rekening houdend met de resultaten van de veilingen in Polen en Ierland: **940 M€/jaar**

— CREG

8

3. Raming van de impact op de factuur (4)

- Resultaten per afgenomen MWh

			kostprijs volgens afgenomen MWh - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)				
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940	M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	159.076	1.547.372	8.879.315	13.593.739	€/jaar
	grote industrie	200.000	31.815	309.474	1.775.863	2.718.748	€/jaar
	kleine industrie	25.000	3.977	38.684	221.983	339.843	€/jaar
	KMO	100	16	155	888	1.359	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,6	5	31	48	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,7	7	38	58	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	8	47	71	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	1,0	10	56	86	€/jaar

- “Gezinnen nacht (S22)”: van huishoudens met een terugtrekking voornamelijk tijdens de daluren (900.000 aansluitingen)

— CREG

9

3. Raming van de impact op de factuur (5)

- Resultaten **per afgenomen MWh**, met degressiviteit zoals toegepast voor offshore (prijs ten laste van de overheidsbegroting)

		kostprijs volgens afgenomen MWh - met degressiviteit - volgens 4 budgetten ingeschat					
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
		MWh	11	107	614	940	M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	88.296	250.000	250.000	250.000	€/jaar
	grote industrie	200.000	18.303	250.000	250.000	250.000	€/jaar
	kleine industrie	25.000	2.991	29.099	166.980	250.000	€/jaar
	KMO	100	14	132	759	1.162	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,6	5	31	48	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,7	7	38	58	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	8	47	71	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	1,0	10	56	86	€/jaar

- “Gezinnen nacht (S22)”: van huishoudens met een terugtrekking voornamelijk tijdens de daluren (900.000 aansluitingen)

— CREG

10

3. Raming van de impact op de factuur (6)

- Europese Commissie heeft een aanpassing van de degressiviteit voor de offshore aangevraagd
- Goedkeuring door de EC van degressiviteit voor het CRM, identiek aan deze voor de offshore, vooral met een plafond, is weinig waarschijnlijk
- Bovendien lijkt de EC zelfs te twijfelen aan de toepasselijkheid van de criteria voor de vermindering uit de EEAG (d.w.z. in het voordeel van de elektro-intensieve ondernemingen) voor de lasten in verband met het CRM

— CREG

11

3. Raming van de impact op de factuur (7)

- Tempus case CRM UK – gerecht EU:
 - De gekozen kostendekkingsmethode heeft een impact op het capaciteitsvolume
 - De gekozen kostendekkingsmethode heeft dus een impact op de kost van het mechanisme
 - De kost van het mechanisme moet zoveel mogelijk worden beperkt om de vastgelegde doelstelling te behalen om als evenredig te worden beschouwd
 - De methode voor de dekking van de kosten van het CRM moet bijgevolg stimulansen bevatten voor de marktspelers om te streven naar zo laag mogelijke kosten

➔ Een doorrekening per kW lijkt te voldoen aan de voorwaarden van de Tempus case

— CREG

12

3. Raming van de impact op de factuur (8)

- Resultaten **per kW** afgenomen in periode van schaarste (vastgelegd door de hoogste marktprijzen)
- Geeft een stimulans om afname bij schaarste te verminderen

			kostprijs volgens piekafname (kW) - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)				
			kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)		
			budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B	
			MWh	11	107	614	940 M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	132.287	1.286.791	7.384.015	11.304.518	€/jaar
	grote industrie	200.000	30.215	293.905	1.686.520	2.581.969	€/jaar
	kleine industrie	25.000	3.473	33.782	193.852	296.777	€/jaar
	KMO	100	17	165	949	1.452	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	0,7	7	39	60	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	0,9	8	47	73	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,8	7	43	66	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	0,9	9	52	80	€/jaar

— CREG

13

3. Raming van de impact op de factuur (9)

- Resultaten **per** afgenomen **kW** hoger dan gemiddelde afname bij schaarste (bepaald door de hoogste marktprijzen)
- Geeft een nog sterkere stimulans om afname bij schaarste te verminderen

		kostprijs volgens volatiele piekafname (kW) - volgens 4 budgetten ingeschat door CREG (M€)					
		kostenbeperking (CREG)		geen kostenbeperking (FOD/Elia)			
		budget 1A	budget 2A	budget 1B	budget 2B		
		MWh	11	107	614	940	M€/jaar
Bedrijven	zeer grote industrie	1.000.000	82.907	806.460	4.627.723	7.084.787	€/jaar
	grote industrie	200.000	11.692	113.731	652.623	999.129	€/jaar
	kleine industrie	25.000	2.210	21.498	123.365	188.864	€/jaar
	KMO	100	17	164	939	1.437	€/jaar
Gezinnen	Gezinnen (S21)	3,5	1,0	10	57	87	€/jaar
	Gezinnen incl BTW	3,5	1,2	12	68	105	€/jaar
	Gezinnen nacht (S22)	5,3	0,5	5	26	40	€/jaar
	Gezinnen nacht incl BTW	5,3	0,6	5	32	48	€/jaar

— CREG —

14

4. Impact van het klimaat, de strategische reserve en de VOLL op de simulaties van Elia en de nood aan een CRM

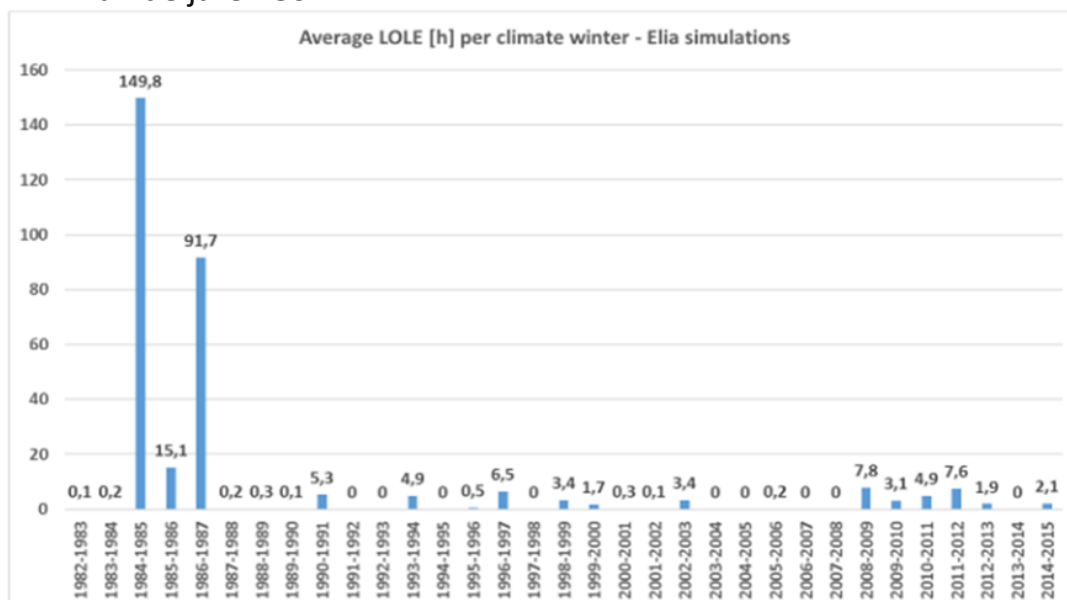
- Volgens de CREG houden de simulaties van Elia geen rekening met:
 - De impact van de **klimaatopwarming** op de waarschijnlijkheid dat er in de toekomst extreme winters zijn zoals in de jaren 80. Een studie (VUB) toont dat deze waarschijnlijkheid sterk is gedaald.
 - De **strategische reserve (SR)** die het mogelijk maakt om bestaande eenheden ter beschikking van het systeem te houden. Volgens verordening 2019/943 moet daarmee rekening gehouden worden.
 - Verschillende andere opmerkingen (zie studie CREG nr. 1950)
- Als er rekening gehouden wordt met de impact van de SR en het klimaat ligt de LOLE onder de 3 uur

— CREG —

15

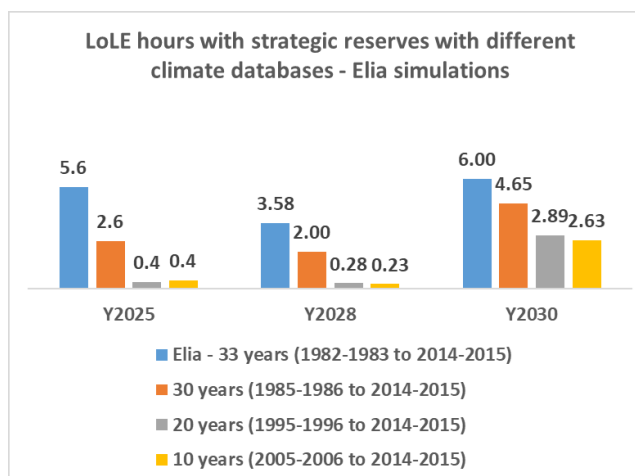
4. Impact van het klimaat, de SR en de VoLL op de simulaties van Elia en de nood aan een CRM

- 80-90 % van de gesimuleerde LoLE is het gevolg van twee winters van de jaren 80



4. Impact van het klimaat, de SR en de VoLL op de simulaties van Elia en de nood aan een CRM

- Met slechts één extreme winter minder (“30 years”) en de strategische reserve is de LoLe al minder dan 3 uur voor 2025 en 2028
- Bovendien zou de VoLL veel lager moeten zijn dan de VoLL die de Belgische staat heeft gekozen (23.300 €/MWh). Bijgevolg zal het LoLE-target hoger zijn (>6 uur in plaats van 3 uur momenteel) (cf bijlage 4)



5. Overige

- Winter 2018-2019: eind september 2018: 3 GW kernenergie minder
- Ex ante, Elia had voor de winter 2018-2019 500 uur gesimuleerd
- Ex-post, hebben we het volgende kunnen vaststellen:
 - Forwardprijzen stijgen snel (nov 2018 baseload tot € 200 €/MWh)
 - **Reactie van de markt:** meer dan 1000 MW capaciteit toegevoegd in België in 1-3 maanden
 - Betere werking van de marktkoppeling
- ➔ Vrij lage prijzen (uurprijs max. 499 €/MWh gedurende een uur)
- ➔ Te allen tijde een marge van minstens 3.700 MW voor LoLE

— CREG —

18

5. Overige (2)

- Scarcity pricing
 - Significante impact op de rendabiliteit van de piekcapaciteit
 - De Europese Commissie steunt het mechanisme van Scarcity pricing
 - Het door UCL en de CREG geanalyseerde mechanisme kan worden geïmplementeerd binnen de door de EC gevraagde termijn (1/01/2022)
- Nieuwe simulatie
 - Wettelijk is een nieuwe Belgische simulatie over de toereikendheid voorzien tegen ten laatste 30 juni 2021
 - Dit na instructie voor de eerste veiling voorzien tegen ten laatste 31 maart 2021
- ➔ daarom zou het in het belang van de consument logisch zijn om vóór 31 maart 2021 een nieuwe simulatie uit te voeren

— CREG —

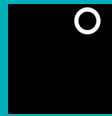
19

Conclusies

- Zonder mechanisme voor de beperking van de kosten kan een CRM een hoge impact hebben op de factuur van de gebruiker
- Verschillende fundamentele opmerkingen over de simulatie van Elia: er is een nieuwe simulatie nodig voor het CRM wordt geactiveerd (→ voor 31 maart 2021)
- Markt heeft tijdens de winter 2018-2019 haar veerkracht getoond
- Optie van de strategische reserve openhouden:
 - Voor een veel lager volume (10-20x lager) => minder impact op de markt + veel lagere kost
 - Simulatie in T-1 => minder onzekerheid over nood
 - Jaarlijkse beslissing => lagere kost (bv. voor de winters 2018-2019 en 2019-2020 bedroeg de kost van de SR nul)
- Rekening houdend met de SR en de impact van het klimaat is de LoLE minder dan 3 uur

— CREG —

20



Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz

C. 3. VUB



CONTENT

Evidence
from recent
studies

Correlation
between cold
extremes and
LOLE

Changes in
the occurrence
of cold
extremes



3 June 2020 | 2

CONTENT

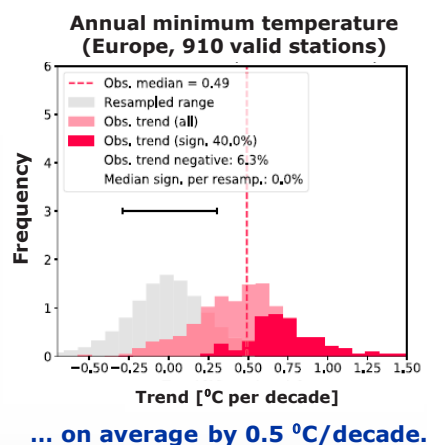
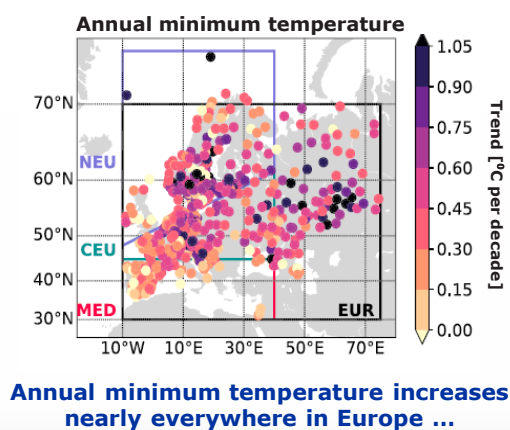
Evidence
from recent
studies

Correlation
between cold
extremes and
LOLE

Changes in
the occurrence
of cold
extremes

EVIDENCE FROM RECENT STUDIES

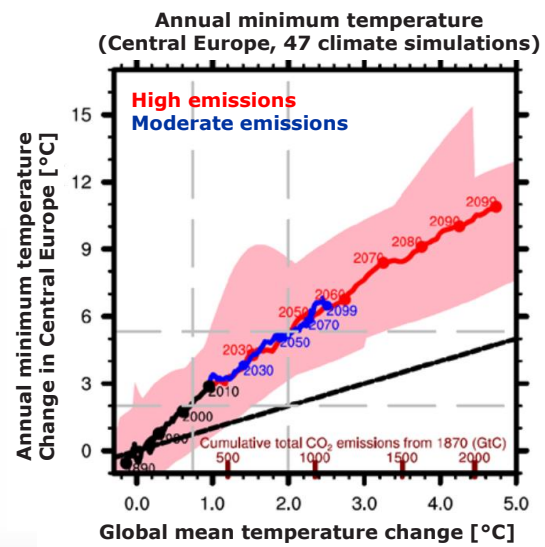
OBSERVATIONS (1950-2018)



EVIDENCE FROM RECENT STUDIES

CLIMATE SIMULATIONS (1861-2099)

Annual minimum temperature in Central Europe will increase by around 3 °C by 2025 compared to 1980.



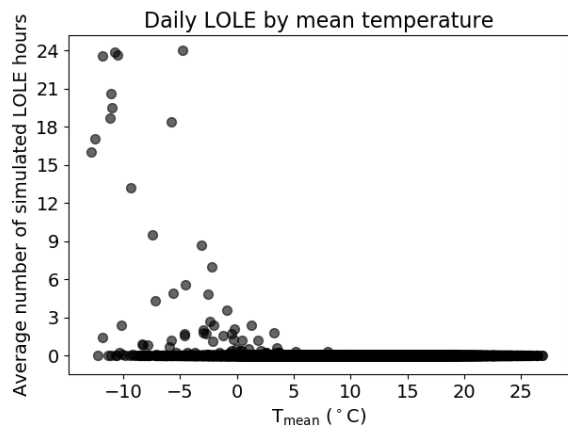
CONTENT

Evidence
from recent
studies

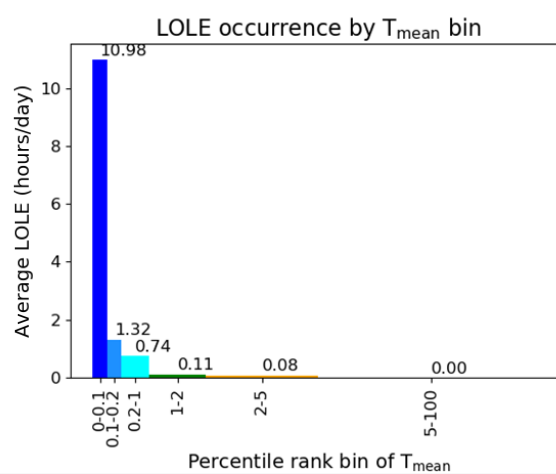
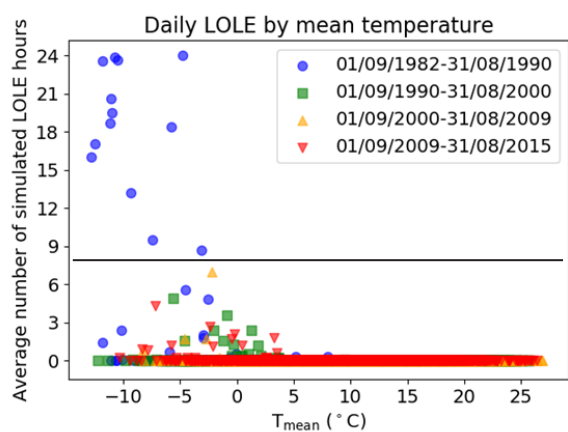
Correlation
between cold
extremes and
LOLE

Changes in
the occurrence
of cold
extremes

CORRELATION BETWEEN COLD EXTREMES AND LOLE



CORRELATION BETWEEN COLD EXTREMES AND LOLE



CONTENT

Evidence
from recent
studies

Correlation
between cold
extremes and
LOLE

Changes in
the occurrence
of cold
extremes

PROBABILITY RATIO (PR)

$$PR = \frac{P_{new}}{P_{ref}} = \frac{0.1}{0.5} = \frac{1}{5} \rightarrow \text{5 times less likely to happen}$$

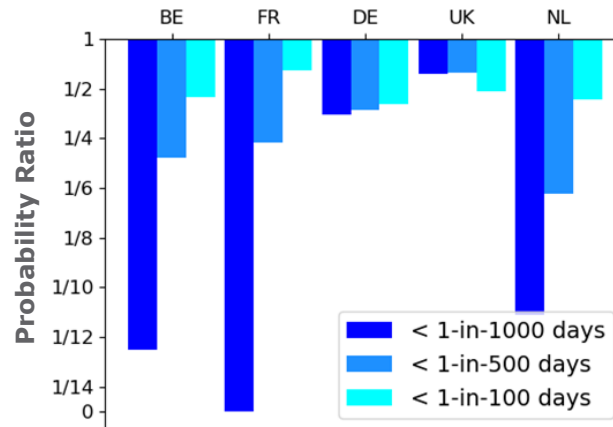
Once in 10 days

Once in 2 days

P_{new} : event probability in the new period
 P_{ref} : event probability in the reference period

CHANGE IN COLD EXTREMES OCCURRENCE

2010-2019 RELATIVE TO 1981-1990



IMPLICATIONS

- The probability of cold extremes has decreased substantially in the last few decades, implying a reduced risk of days with persistent LOLE.
- With ongoing climate change, this trend will continue in the next years.
- Baseline period selected for the current system adequacy planning is not stationary → the period should strike the balance between being statistically robust and representative of the planning period.
- Experiments with shorter (5-20 years) weather periods can help shed light on sensitivity of results to choice of input data.



EVIDENCE FROM RECENT STUDIES

IPCC REPORTS

“Based on the AR5 and SREX, as well as recent literature [...], there is high confidence (very likely) that there has been an overall decrease in the number of cold days and nights and an overall increase in the number of warm days and nights at the global scale on land. There is also high confidence (likely) that consistent changes are detectable on the continental scale in North America, Europe and Australia. There is high confidence that these observed changes in temperature extremes can be attributed to anthropogenic forcing (Bindoff et al., 2013a).”



(IPCC, 2018)

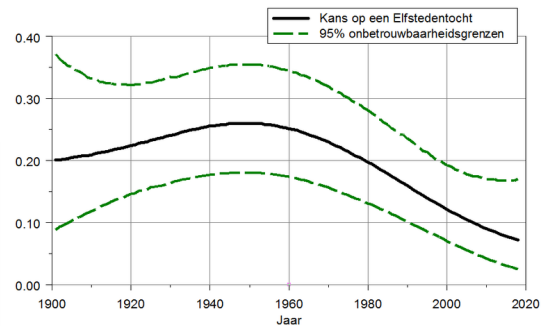
3 June 2020 | 14

ELFSTEDENTOCHT

Honderd jaar geleden kon een elfstedentocht om de vijf jaar plaatsvinden, nu is dat nog eens om de twaalf jaar.

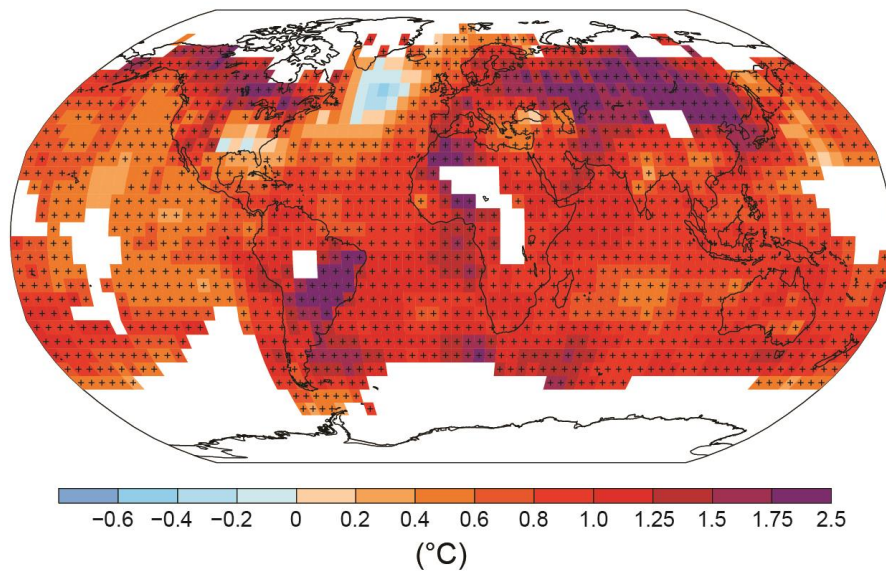
Terzijde: de laatste was in 1997, dus 23 jaar geleden.

(gaat over koudegolf over 15-daagse periode)



(<https://www.knmi.nl/kennis-en-datacentrum/achtergrond/kans-op-elfstedentocht-in-een-veranderend-klimaat>)

Observed change in surface temperature 1901–2012



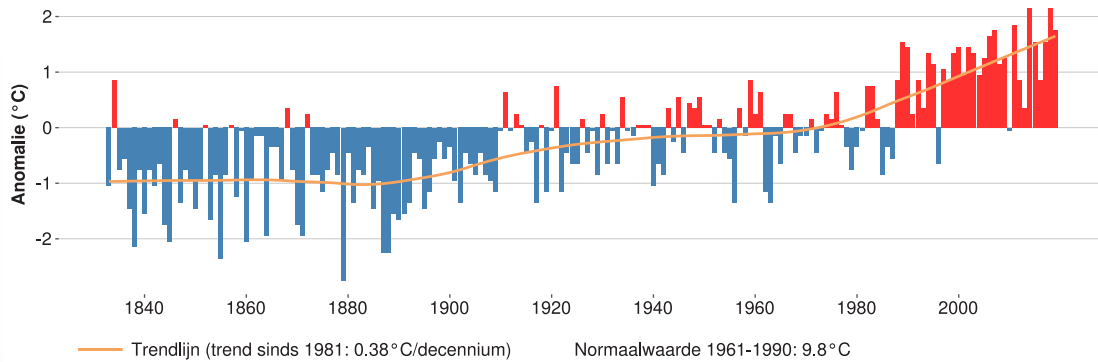
EVIDENCE FROM RECENT STUDIES

KMI DATA



Jaarlijkse gemiddelde temperatuur te Brussel - Ukkel van 1833 tot 2019

Afwijking van de jaarlijkse gemiddelde waarden vergeleken met de referentie periode 1961-1990



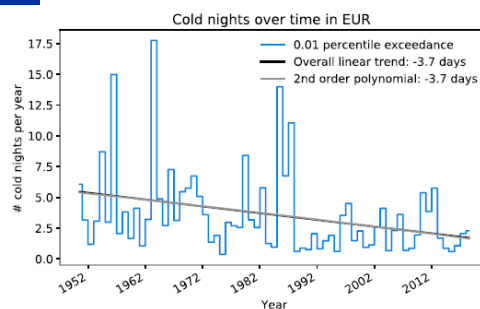
(KMI, 2020)

3 June 2020 | 17

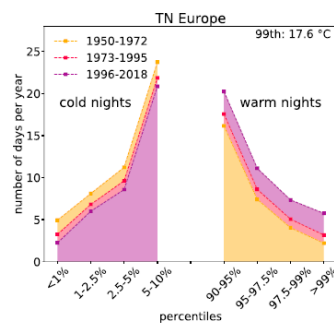
Lorenz et al., 2019, Geophysical Research Letters 46: 8363-8374

EVIDENCE FROM RECENT STUDIES

OBSERVATION Period: 1950-2018



Cold nights: the number of days with minimum temperature less than 1% percentile value in the period. According to the linear trend, this index decreased by 3.7 days.



Probability of cold nights decreased, while that of warm nights increased.

More substantial changes in more extreme events.



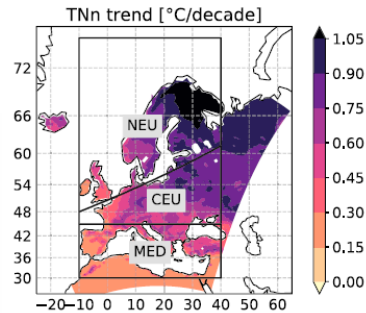
3 June 2020 | 18

Lorenz et al., 2019, Geophysical Research Letters 46: 8363-8374

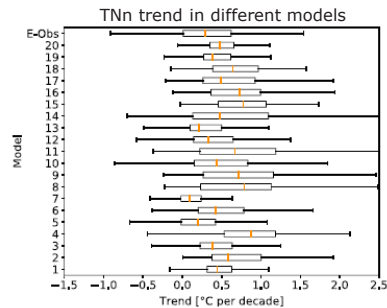
EVIDENCE FROM RECENT STUDIES

SIMULATION

Period: 1971-2018



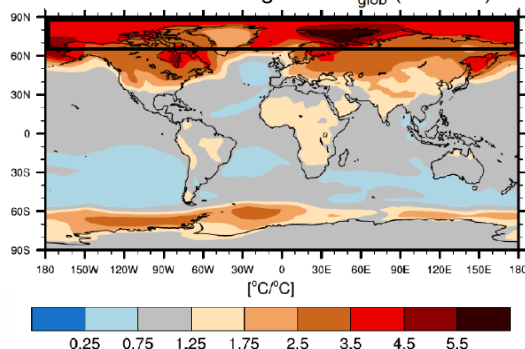
Minimum daily temperature increased over nearly all Europe.



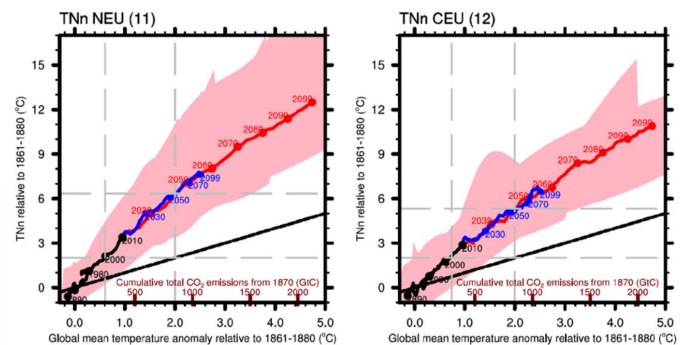
Despite different magnitude, all models showed consistency that minimum temperature increased

EVIDENCE FROM RECENT STUDIES

CLIMATE MODEL SIMULATIONS

 ΔTNn local scaling with ΔT_{glob} (RCP8.5)

Under rcp8.5 scenario, from 1861-1880 to 2080-2099, daily minimum temperature increase 1.75-2.5 times quicker than mean temperature



Changes in daily minimum temperature in North Europe (left) and Central Europe (right). The temperature in 2025 will increase more than 3 °C in both regions compared to 1880.

CORRELATION BETWEEN COLD EXTREMES AND LOLE

OTHER INDICES

$$T_{1,i} = \frac{1}{10} \times (6T_i + 3T_{i-1} + T_{i-2})$$

Weighted average across 3 days

$$T_{2,i} = \frac{1}{3} \times (T_i + T_{i-1} + T_{i-2})$$

Average across 3 days

$$T_{3,i} = \frac{1}{4} \times (T_i + T_{i-1} + T_{i-2} + T_{i-3})$$

Average across 4 days

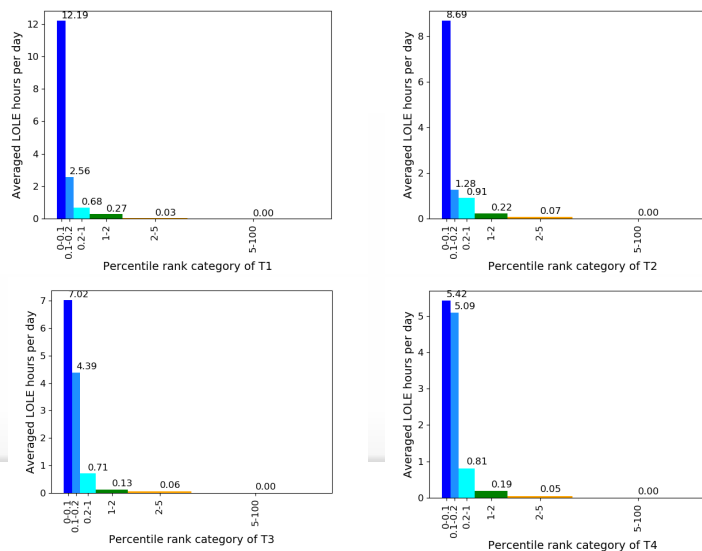
$$T_{3,i} = \frac{1}{5} \times (T_i + T_{i-1} + T_{i-2} + T_{i-3} + T_{i-4})$$

Average across 5 days

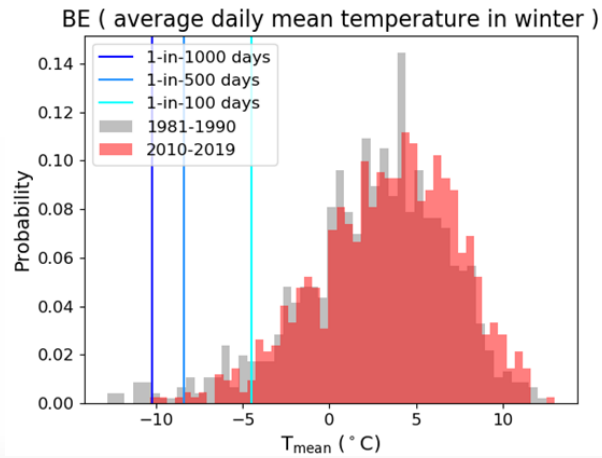
T_i : daily mean temperature in day i

CORRELATION BETWEEN COLD EXTREMES AND LOLE

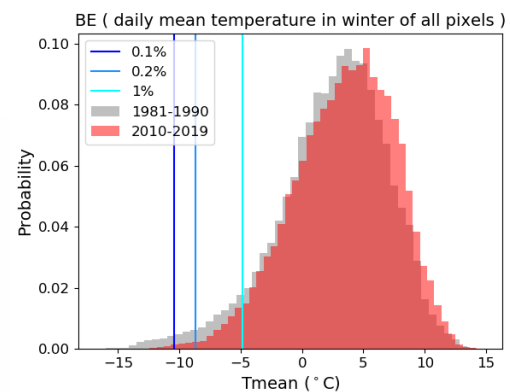
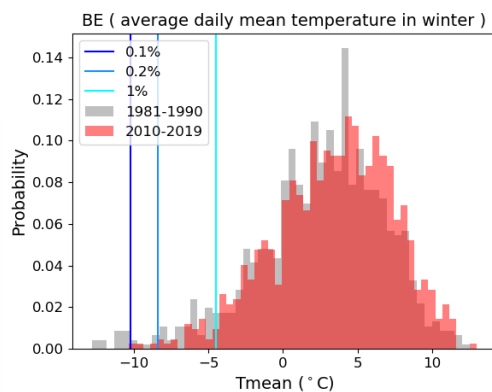
LOLE VS. PERCENTILE RANK OF OTHER INDICES



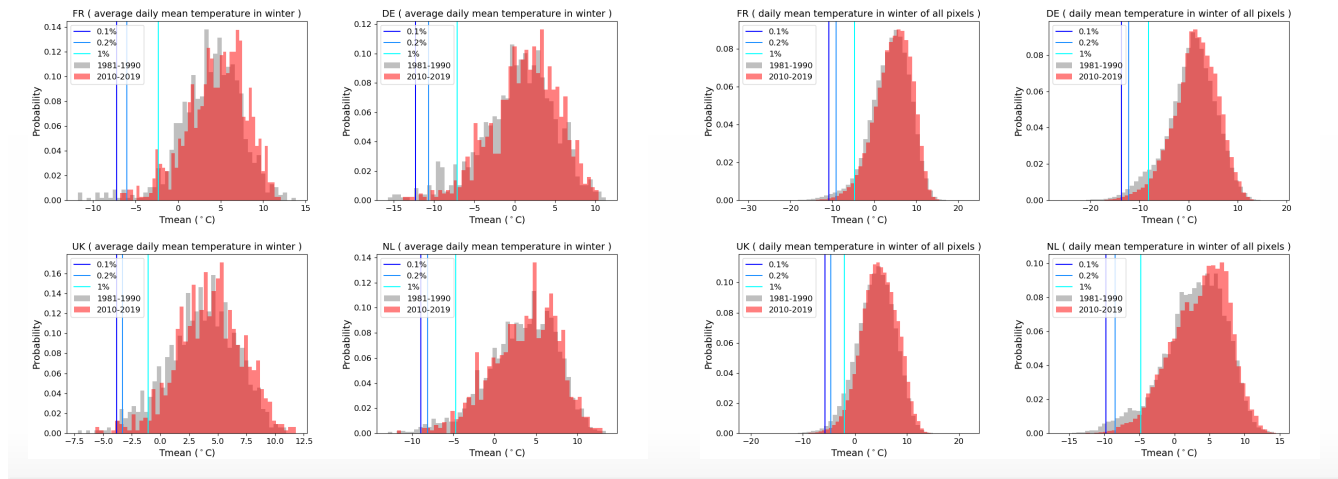
CHANGE IN COLD EXTREMES OCCURRENCE



CHANGES IN THE OCCURENCE OF COLD EXTREMES



CHANGES IN THE OCCURENCE OF COLD EXTREMES



CHANGES IN THE OCCURRENCE OF COLD EXTREMES

$$PR = \frac{P_{new}}{P_{ref}} = \frac{0.005}{0.02} = \frac{1}{4}$$

Once in 200 days 4 times less likely to happen
Once in 50 days

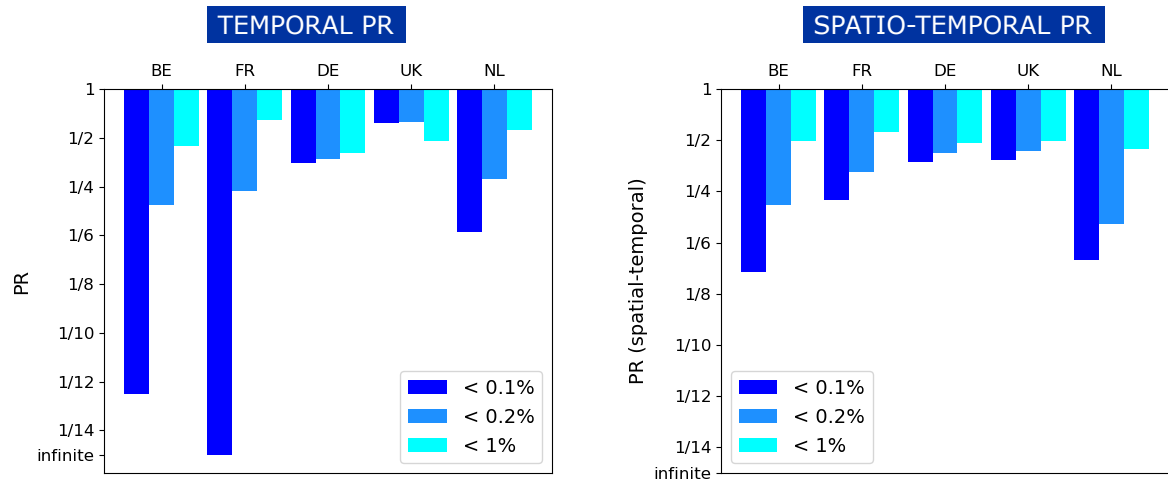
P_{new} : event probability in the new period
 P_{ref} : event probability in the reference period

Temporal PR: calculated based on the average daily mean temperature of the country

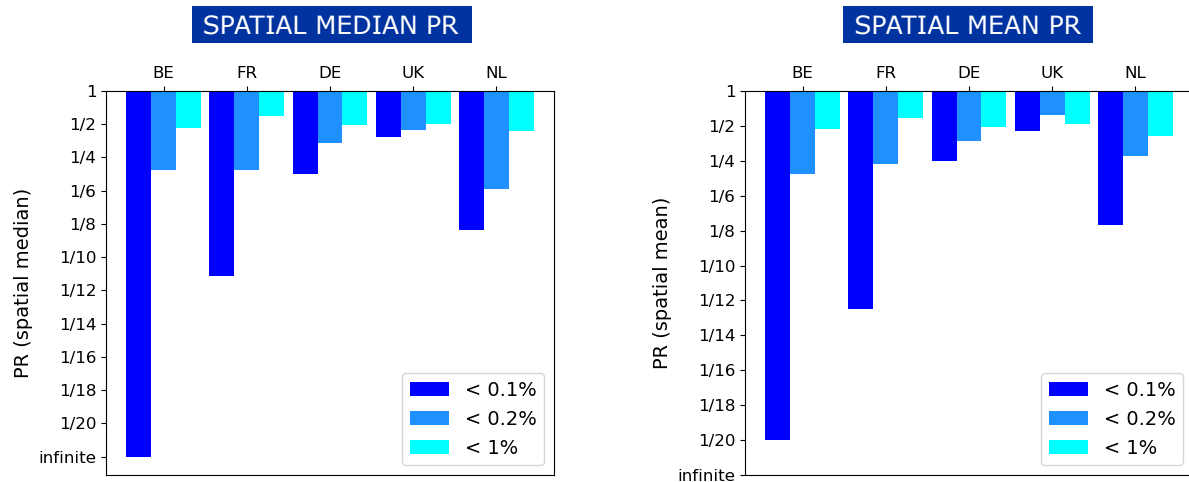
Spatio-temporal PR: calculated based on the daily mean temperature of all the pixels in the country

Spatial median/mean PR: the median and mean value of the PR calculated in every pixel of the country

CHANGES IN THE OCCURRENCE OF COLD EXTREMES



CHANGES IN THE OCCURENCE OF COLD EXTREMES



C. 4. DG ÉNERGIE - AD ENERGIE

Commission Energie, Environnement et Climat

Audition CRM

Mercredi 3 juin 2020

SPF Economie, PME, Classes moyennes et Energie
Direction générale Energie

CRM?

❖ Besoin d'intervention

- ✓ Adequacy and flexibility study (Elia, 04/2016 & 06/2019), FPB, Energyville, MAF (ENTSO-E), Penta...
- ✓ Besoin en capacités (existantes et nouvelles)
- ✓ Nouvelles capacités: pour partie, du marché; pour partie grâce à un soutien nécessaire

❖ Quelle intervention?

- ✓ Etude PWC (03/2018): CRM type "option de fiabilité" la plus appropriée
- ✓ Réserve stratégique: les capacités existantes déjà actives dans le marché & RS pas appropriée pour attirer de nouvelles capacités en grand nombre

→ Avril 2019: approbation de la loi-CRM

Combien?

❖ Périmètre de l'intervention (volume)

i. Méthodologie:

- ✓ Avis SPF sur proposition CREG :
 - Déviation possible du critère SoS
 - Impact sur les couts pas sans équivoque
- ✓ Méthodologie alternative SPF:
 - Conforme à la Loi et au Règlement
 - En ligne avec les autres CRM
 - Soutenu par le marché

ii. Volume première enchère:

- ✓ Calculs commencés
- ✓ Premiers résultats: fin 2020

Et concernant?

❖ Critère de fiabilité

- ✓ Loi Electricité: critère LOLE
- ✓ Règlement électricité: LOLE + EENS
 - Proposition ENTSO-E (seulement LOLE)
 - Approbation ACER → Proposition régulateur
 - Modification législative éventuelle

❖ Scarcity pricing

- ✓ A l'étude

❖ Impacts des changements climatiques

- ✓ A l'étude

Conclusion:

- ✓ Aucune raison de remise en question d'un besoin en CRM
- ✓ Inclusion dans le calcul du volume annuel dès que possible
- ✓ Amélioration des forces du marché par le suivi de l'implementation plan

Quand?

❖ Impact -LT

- ✓ Contrats LT : attirer des investissements et de nouvelles capacités ; équité de traitement et maximisation de la concurrence
- ✓ Transition énergétique : neutralité technologique (tie-breaking rule et limites d'émission) ; conception avec une attention continue à la gestion de la demande etc

❖ Timing

- ✓ Préparations de la première enchère// dossier de notification
- ✓ Première enchère: cadre stable nécessaire
- ✓ Notification: décision sur le financement nécessaire

Financement et mécanismes potentiels de dégressivité

Rappel : Objectifs de l'AR financement:

- déterminer le mode de financement du mécanisme de rémunération de capacité (article 7quaterdecies) ainsi que les modalités de répercussion non discriminatoires des montants à financer.
- désigner, par le même arrêté, la contrepartie contractuelle et, le cas échéant, les contrôles administratifs et financiers auxquels cette contrepartie est soumise

Sur base des études réalisées (3 options pour un financement via le consommateur) en 2018 par la CREG et ELIA à la demande du gouvernement sur base d'hypothèses précises (coût de 350M€/an - HTVA - année de base 2017- option 1) et des analyses de mécanismes de dégressivité possibles, travail au sein de l'ensemble du Comité CRM

Résultat : outil d'aide à la décision pour le financement à l'attention du Gouvernement, remis au Cabinet de la Ministre de l'Energie le 04.11.2019

Cet outil comprenait également des analyses de mécanismes de dégressivités compatibles avec les lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aides d'Etat

Bedankt!
Vragen?

Commissie voor Energie, Leefmilieu en Klimaat

Hoorzitting CRM

Woensdag 3 juni 2020

FOD Economie, K.M.O., Middenstand en Energie
Algemene Directie Energie

CRM?

❖ Nood aan interventie

- ✓ Adequacy and flexibility study (Elia, 04/2016 & 06/2019), FPB, Energyville, MAF (ENTSO-E), Penta...
- ✓ Nood aan bestaande en aan nieuwe capaciteiten
- ✓ Nieuwe capaciteiten: zullen deels door marktwerking komen, maar zullen deels ondersteuning nodig hebben

❖ Welke interventie

- ✓ PWC-studie (03/2018): CRM type “betrouwbaarheidsopties” meest geschikt
- ✓ Strategische reserve: bestaande capaciteit grotendeels reeds actief in de markt & SR ongeschikt om grote hoeveelheid nieuwe capaciteiten aan te trekken

→ April 2019: goedkeuring CRM-wet

Hoeveel?

❖ Omvang interventie (volume)

i. Methodologie:

- ✓ Advies FOD op voorstel CREG :
 - Afwijking mogelijk van SoS-criterium
 - Impact op kosten niet eenduidig
- ✓ Alternatieve methodologie FOD :
 - In overeenstemming met wet en Verordening
 - In overeenstemming met andere CRM's
 - Gedragen door de markt

ii. Volume eerste veiling:

- ✓ Berekeningen opgestart
- ✓ Eerste resultaten: einde 2020

Wat met ?

❖ Betrouwbaarheids criterium

- ✓ Elektriciteitswet: LOLE-criterium
- ✓ Elektriciteitsverordening: LOLE + EENS
 - Voorstel ENTSO-E (enkel LOLE) → Goedkeuring ACER → Voorstel regulator
 - Mogelijks wetswijziging

❖ Scarcity pricing

- ✓ Onder studie

❖ Klimaatverandering

- ✓ Onder studie

Conclusie:

- ✓ Geen reden voor invraagstelling nood CRM
- ✓ Opname in jaarlijkse volumeberekening van zodra mogelijk
- ✓ Verbetering van de marktwerking via opvolging van het implementation plan.

Wanneer?

❖ LT-impact

- ✓ LT-contracten: aantrekken investeringen en nieuwe capaciteiten; gelijke mededinging & maximalisering competitie
- ✓ Energietransitie: technologie-neutraliteit (tie-breaking rule & uitstootlimieten); design met continue aandacht voor vraagbeheer e.a.

❖ Timing

- ✓ Voorbereidingen eerste veiling // notificatiedossier
- ✓ Eerste veiling: stabilisering kader nodig
- ✓ Notificatie: beslissing omtrent financiering noodzakelijk

Financiering en mogelijke degressiviteitsmechanismen

Ter herinnering : doelstellingen van het KB Financiering (art. 7quaterdecies):

- De financieringswijze van het capaciteitsvergoedingsmechanisme bepalen, alsook de niet discriminerende nadere regels inzake de afwenteling van de te financieren bedragen ;
- In hetzelfde besluit, de contractuele tegenpartij aanwijzen en, in voorkomend geval, de administratieve en financiële controles waaraan deze tegenpartij onderworpen is bepalen.

Vertrekkende van de op vraag van de regering in 2018 door CREG en Elia uitgevoerde studies (3 opties voor een financiering via de consument) op basis van precieze hypotheses (kost van 350M€/jaar – excl. BTW - basisjaar 2017 - optie 1) en de analyses van mogelijke degressiviteitsmechanismen, gezamenlijk werk in het comité CRM.

Resultaat : beslissingsondersteunend instrument voor de financiering, ter attentie van de Regering, overgedragen aan het Kabinet van de Minister van Energie op 04.11.2019.

Dit instrument omvatte eveneens analyses van degressiviteitsmechanismen die verenigbaar zijn met de richtlijnen van de Europese Commissie met betrekking tot staatssteun.

Bedankt!
Vragen?

C. 5. PWC

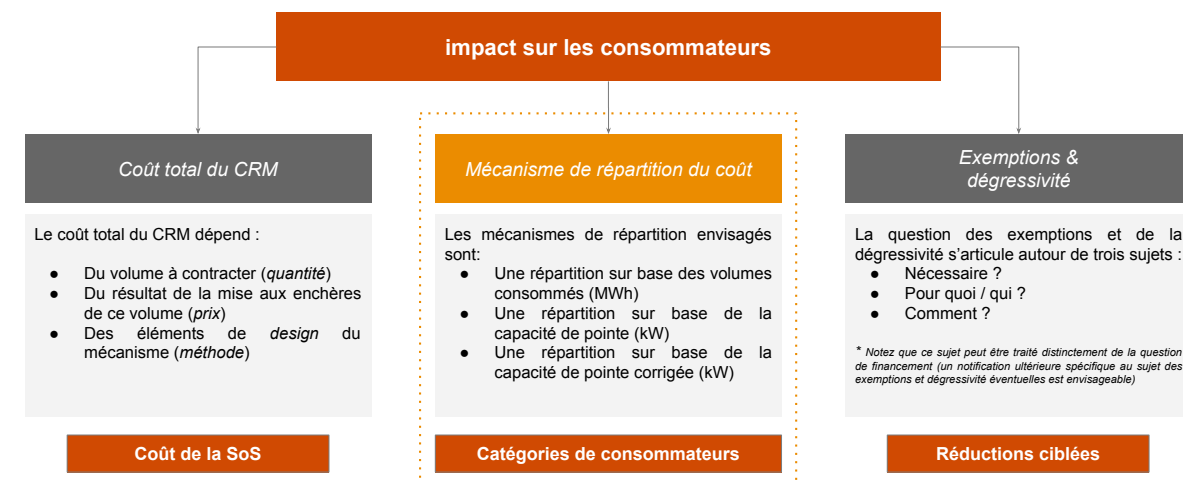
Evaluation de l'impact du CRM sur les consommateurs

Avis du SPF Economie sur la réponse apportée par la CREG à la question de la commission parlementaire du 6 mai 2020



Introduction

Trois éléments concernant l'impact de l'introduction d'un CRM sur le consommateur final sont analysés : (1) son coût total, (2) le mécanisme de répartition de ce coût et (3) l'éventuelle mise en place d'un mécanisme d'exemptions et/ou de dégressivité



Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
2

Coût total du CRM

L'objectif du CRM est de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays telle que définie par un critère de fiabilité déterminé. Le coût total du mécanisme dépendra du résultat de la mise aux enchères du volume nécessaire pour garantir ladite sécurité.

Le coût global du mécanisme est influencé par trois éléments principaux

Volume	Résultats des enchères	Conception (<i>Design</i>) du CRM
- Le volume de la capacité est défini par le Roi après avis du GRT et de la Commission (Art. 7 duodecies de la loi du 22/04/2019). - Le volume doit permettre de répondre à la norme de fiabilité d'application en Belgique, à savoir un LOLE < 3h/an & un LOLE 95 < 20 heures/an.	- L'enchère s'inscrit dans un contexte de marché non régulé dans lequel il s'agit d'exploiter les effets positifs de la mise en concurrence. - La capacité réservée est celle qui présente les coûts les plus faibles pour répondre à la sécurité d'approvisionnement. - En théorie, le résultat de l'enchère pourrait être proche de 0 si les bénéfices sur le marché EOM sont suffisants.	En application de la loi, le choix et la conception du mécanisme vise à minimiser le coût nécessaire à garantir la sécurité d'approvisionnement : - Mécanisme basé sur les <i>reliability options</i> - Calibration <i>strike price, reference price et price cap</i> - Participation des capacités étrangères - Interdiction de participation pour les capacités déjà subsidiées ...

1. Le coût total précis du CRM ne peut être déterminé a priori car il dépend du résultat d'une enchère dans un marché libéralisé (i.e.: concurrentiel).
2. L'objectif de l'enchère est de contracter le volume suffisant pour répondre à la norme de fiabilité fixée et dès lors garantir la sécurité d'approvisionnement.
3. La CREG présente des estimations de coût de 614 MEUR/an [*Budget B1*] et 940 MEUR/an [*Budget B2*] sur base de l'étude réalisée par PwC. Or dans cette étude, PwC estime le coût annuel du CRM à **~350 millions EUR/an**.

Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
3

Coût total du CRM

Les estimations de la CREG qui se basent sur l'EENS et le VoLL ne tiennent pas compte de la contrainte fixée par le critère de fiabilité. Cette méthode "budgétaire" ne garantit pas la sécurité d'approvisionnement.

1. Même si l'objectif de limitation du coût apparaît naturellement légitime, en fixant le prix maximal acceptable par une approche budgétaire dans un marché concurrentiel des enchères de capacité, la CREG propose une **approche qui ne garantit pas la contractualisation de la capacité nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement**.
2. En effet, le degré de sécurité d'approvisionnement cible se traduit par un ou plusieurs critères de fiabilité. **A un degré de sécurité d'approvisionnement donné correspond un volume de capacité correspondant**. La proposition de la CREG se base sur un budget tenant compte de la VoLL. Cette approche conduit à un risque de ne pas atteindre le degré de sécurité d'approvisionnement recherché.
3. En sus des points *supra* qui soulignent l'inadéquation de l'approche "budgétaire" de la CREG vis à vis de l'objectif poursuivi, la **valeur de VoLL (ou de VoLA) est très variable**, car la sensibilité (économique) des différents consommateurs à une situation de délestage est grande. Le choix de la CREG de se baser sur un VoLL moyen pose la question de la sécurité d'approvisionnement pour les consommateurs dont la VoLL est supérieure à cette moyenne. Ces consommateurs (qui sont disposés à payer proportionnellement plus que le coût /MW déterminé sur base du VoLL moyen) ne bénéficient pas de la sécurité d'approvisionnement du système et ne peuvent obtenir celle-ci qu'en recourant à des moyens extérieurs au système.

La méthodologie utilisée pour déterminer les budgets A1 et A2 ne garantit pas l'atteinte de l'objectif de sécurité d'approvisionnement poursuivi par le CRM. Pour une prise de décision, il est recommandé de se baser sur les chiffres présentés dans les budget B1 et B2, voire un scénario additionnel qui considère un coût de 350 millions d'euros.

Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
4

Mécanisme de répartition des coûts

A court terme, une approche volumétrique semble être la plus équitable. Lorsque les compteurs intelligents seront massivement installés, il pourra être envisageable d'introduire un aspect capacitaire

	Avantages	Inconvénients
Volume	- Facilité de mise en oeuvre - Incitation à diminuer le volume de consommation - Contribution proportionnelle au recours global (volume) du consommateur au service public de l'électricité	- Coût relativement plus élevé pour gros consommateurs professionnels (en comparaison avec les résidentiels) - Pas d'incitant à réduire la pointe (et dès lors le volume nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement)
Capacité de pointe	- Logique capacitaire entre la rémunération du mécanisme et de réactivité de ce coût - Incitant à réduire sa consommation de pointe / durant les périodes de pénurie	- Présence nécessaire de compteurs intelligents, et dans l'attente d'un déploiement total de ceux-ci: - Risque d'iniquité entre les consommateurs - Croissance de l'iniquité si incitant effectif - Risque supporté par les plus petits consommateurs - Faisabilité exemptions/ de la dégressivité
Capacité de pointe corrigée	- Logique capacitaire entre la rémunération du mécanisme et de réactivité de ce coût - Incitation à réduire sa consommation de pointe - Prise en compte de la difficulté de réduire la consommation de pointe pour certaines catégories de clients	- Présence nécessaire de compteurs intelligents, et dans l'attente d'un déploiement total de ceux-ci: - Risque d'iniquité entre les consommateurs - Croissance de l'iniquité si incitant effectif - Risque supporté par les plus petits consommateurs - Faisabilité exemptions/ de la dégressivité

Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
5

Compte tenu du taux de pénétration actuel et des plans de déploiement (régionaux) de compteurs intelligents pour les consommateurs petits professionnels et domestiques, une répercussion des coûts sur base des **volumes** consommés apparaît comme être l'approche la plus **équitable actuellement**.

Il est envisageable de mettre en place un monitoring du mécanisme de répercussion des coûts du CRM afin de basculer, une fois les **compteurs intelligents installés** (cf. plan des déploiements régionaux), vers un système qui tient compte d'un **aspect capacitaire** (puissance de peak appelée durant les moments de pénurie).

Le coût du CRM est fixe. En l'absence d'une intervention financière du budget de l'état pour couvrir la différence, les consommateurs répondant positivement à l'incitant capacitaire, produiront, dans un premier temps, un surcoût pour les consommateurs ne pouvant (ou ne voulant pas) réduire ou déplacer leur puissance appelée (notamment, ceux n'étant pas équipés de compteurs intelligents).

Mécanisme d'exemptions et/ou de dégressivité

Ce mécanisme doit être basé sur la poursuite d'objectifs définis. A noter que ce mécanisme ne doit pas nécessairement être déterminé pour décider du mode financement et notifier celui-ci à la Commission Européenne. En d'autres termes un éventuel mécanisme d'exemption et/ou d'exonération peut faire l'objet d'une notification ultérieure.

Nécessaire ?	Avant toute autre chose, il s'agit de définir si un mécanisme d'exemption ou de dégressivité est nécessaire : - Le mécanisme de rémunération de la capacité bénéficie à tous les consommateurs - Un mécanisme d'exemption ou de dégressivité non ciblé ne convient pas → Tandis qu'il ne règle pas nécessairement totalement le problème pour les consommateurs dans le besoin, il génère un gain - inutile - pour d'autres consommateurs
A quelles fins ?	Ensuite, il s'agit de définir les buts poursuivis par un tel mécanisme. S'il celui-ci s'avère être nécessaire, deux catégories de consommateurs pourraient être ciblées : - Les clients résidentiels précaires qui ne sont pas en mesure de supporter le coût additionnel induit par le CRM - Les entreprises pour lesquelles le coût additionnel induit par le CRM modifierait significativement la position concurrentielle qu'elles occupent sur le marché (cf. Etude CREG, benchmark européen des prix)
Quand ?	Enfin, la décision relative à la mise en place d'un mécanisme de dégressivité n'est pas une condition nécessaire pour notifier le mécanisme de financement à la Commission Européenne. Un éventuel mécanisme d'exemption, et/ou de dégressivité peut faire l'objet d'une notification ultérieure. Ceci permettrait notamment de juger de la nécessité d'un tel mécanisme et des objectifs précis poursuivis par celui-ci sur base des résultats d'enchères effectives.

Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
6

Principe de dégressivité

La Commission Européenne n'a pas défini de règle d'exemptions et/ou dégressivité dans le cadre d'un CRM. Elle est cependant défavorable à l'introduction d'un plafond (cf. surcharge offshore).

Dégressivité pour l'OSP des certificats verts fédéraux

Rappel des principes de dégressivité :

- 0-20 MWh/an : 0%
- 20-50 MWh/an : -15%
- 50-1.000 MWh/an : -20%
- 1.000 - 25.000 MWh/an : -25%
- >25 MWh/an : -45%
- Maximum de **250.000 €/an** par site de consommation.

→ La DG Concurrence spécifie que la limitation de la surcharge à 250.000 EUR/an et par site de ne semble pas conforme aux conditions prévues par les lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014 - 2020.

→ Le point 3.1.2 développé par la CREG concernant une dégressivité apparaît donc a priori comme inapplicable par définition.

Scénario # 1 - EEAG

Entreprises considérée à l'Annexe 3 avec une electro-intensité inférieure à 20% → -85% maximum avec un cap à 4% de la VAB

Entreprises considérée à l'Annexe 3 ou 5 avec une electro-intensité supérieure à 20% → -85% maximum avec un cap à 0,5% de la VAB

Autres consommateurs

Scénario 2 : # Pologne

Entreprises considérée à l'Annexe 3 avec une electro-intensité entre 3% et 20% → 20%

Entreprises considérée à l'Annexe 3 avec une electro-intensité entre 20% et 40% → 40%

Entreprises considérée à l'Annexe 3 avec une electro-intensité supérieure à 40% → 85%

Autres consommateurs

Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
7

Conclusions

Les choix relatifs au *design* du CRM ont été pris afin de minimiser son coût total tout en garantissant la Sécurité d'approvisionnement. L'attention doit être portée sur mécanisme de répartition de ce coût. Un éventuel mécanisme d'exemption et/ou de dégressivité peut être défini et notifié ultérieurement.

Coût du CRM par profil de consommateurs en fonction du coût total estimé						
Coût total annuel estimé en millions d'euros :	11	107	545	614	940	
Consommation (MWh/an)	EUR/an	EUR/an	EUR/an	EUR/an	EUR/an	
OPTION 1 - Volume						
Zeer grote industrie	1.000.000	159.076	1.547.372	4.989.192	8.879.315	13.593.739
grote industrie	200.000	31.815	309.474	997.838	1.775.863	2.718.748
kleine industrie	25.000	3.977	38.684	124.730	221.983	339.843
kmo	100	16	155	499	888	1.359
gezinnen S21	3,5	0,6	5	17	31	48
gezinnen S22	5,3	0,8	8	26	47	71
OPTION 2 - Capacité						
Zeer grote industrie	1000000	132.287	1.286.791	4.148.999	7.384.015	11.304.518
grote industrie	200.000	30.215	293.905	947.637	1.686.520	2.581.969
kleine industrie	25.000	3.473	33.782	108.923	193.852	296.777
kmo	100	17	165	533	949	1.452
gezinnen S21	3,5	0,7	7	22	39	60
gezinnen S22	5,3	0,8	7	24	43	66
OPTION 3 - Capacité corrigée						
Zeer grote industrie	1000000	82.907	806.460	2.600.268	4.627.723	7.084.788
grote industrie	200.000	11.692	113.731	366.702	652.623	999.130
kleine industrie	25.000	2.210	21.498	69.317	123.365	188.865
kmo	100	17	164	528	939	1.438
gezinnen S21	3,5	1	10	32	57	87
gezinnen S22	5,3	0	5	15	26	40

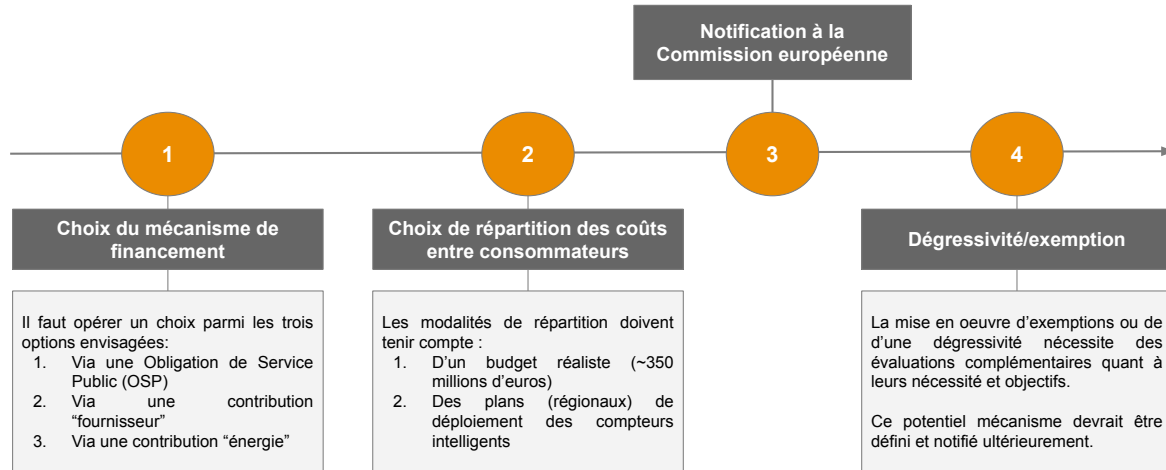
Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
8

- Le CRM est un outil développé pour **garantir la sécurité d'approvisionnement**. Dans le cas où la capacité installée est suffisante pour répondre à la norme de fiabilité, le volume à contracter peut être nul.
- L'impact du coût du CRM sur le consommateur va dépendre du coût total du CRM. Ce **coût ne peut être déterminé précisément à l'avance** car il résulte d'une mise aux enchères dans un marché libéralisé mais il a été estimé à +/- **350 millions d'euros**. (i.e.: concurrentiel).
- A court terme, il semble opportun de **répartir le coût du CRM sur une base volumétrique**. Le taux de pénétration des compteurs intelligents n'est pas suffisant pour assurer une équité entre les consommateurs. Ce choix peut être revu par la suite.
- La question des **exemptions et de la dégressivité est un débat qui peut être conduit et conclu ultérieurement**.

Conclusions

Nous recommandons de sélectionner par priorité les mécanismes de financement et les modalités de répartition des coûts pour pouvoir notifier le CRM à la Commission européenne et de reporter le débat sur les éventuelles exemptions et dégressivité à une notification ultérieure.



Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/06/2020
9

Annexes

Analyse des impacts des options de dégressivité

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #1 - EEAG

Total of 83 M€ to be passed-on to non-exonerated

	Consumption (MWh)	Surcharge (full)	Surcharge per MWh (without reduction contribution)	Surcharge in Scenario 1	Surcharge per MWh (€)	Difference in total surcharge (€)	Difference in average surcharge (€)	Number of consumers
Connected to TSO grid	17,6 TWh							
Exonerated								
Enterprises in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20%	17.597.829	91.394.326	5,1935	28.997.567	1,6478	(62.396.759)	(3,546)	39
Enterprises in Annexe 3 with an electro-intensity below 20%	8.042.776	41.770.155	5,1935	4.632.324	0,5760	(37.137.830)	(4,618)	17
Not exonerated								
	6.556.875	34.053.128	5,1935	5.107.969	0,7790	(28.945.159)	(4,414)	14
	2.998.179	15.571.043	5,1935	19.257.273	6,4230	3.686.230	1,229	8
Connected to DSO grid	10 TWh							
Exonerated								
Enterprises in Annexes 3 & 5 with an electro-intensity above 20%	53.644.508	258.605.674	4,8207	321.002.433	5,9839	62.396.759	1,163	?
Enterprises in Annexe 3 with an electro-intensity below 20%	1.683.712	8.098.825	4,8101	1.097.849	0,6520	(7.000.976)	(4,158)	45
	2.427.280	11.675.458	4,8101	1.751.319	0,7215	(9.924.139)	(4,089)	85
Not exonerated								
> 10 GWh	6.127.423	29.473.517	4,8101	39.356.375	6,4230	9.882.857	1,613	228
Rest	43.406.093	209.357.874	4,8232	278.796.891	6,4230	69.439.017	1,600	?
Total of 71 TWh	71.242.338	350.000.000		350.000.000				

Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/08/2020
11

Analysis of reduction contribution on option 1

Results of scenario #2 - Poland

Total of 40 M€ to be passed-on to non-exonerated

	Consumption (MWh)	Surcharge (full)	Surcharge per MWh (without reduction contribution)	Surcharge in Scenario 1	Surcharge per MWh (€)	Difference in total surcharge (€)	Difference in average surcharge (€)	Number of consumers
Connected to TSO grid	17,6 TWh							
Exonerated								
Annexe 3 with an electro-intensity between 3% and 20%	17.597.829	91.394.326	5,1935	57.374.895	3,2603	(34.019.431)	(1,933)	
Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40%	6.405.027	33.264.509	5,1935	26.611.607	4,155	(6.652.902)	(1,0387)	13
Annexe 3 with an electro-intensity above 40%	2.953.152	15.337.195	5,1935	9.202.317	3,116	(6.134.878)	(2,0774)	9
Not exonerated								
	5.089.624	26.432.960	5,1935	3.964.944	0,779	(22.468.016)	(4,4145)	8
	3.150.026	16.359.662	5,1935	17.596.027	5,586	1.236.364	0,3925	9
Connected to DSO grid	10 TWh							
Exonerated								
Annexe 3 with an electro-intensity between 3% and 20%	53.644.508	258.605.674	4,8207	292.625.105	5,4549	34.019.431	0,634	
Annexe 3 with an electro-intensity between 20% and 40%	2.092.990	10.067.492	4,8101	8.053.994	3,8481	(2.013.498)	(0,962)	70
Annexe 3 with an electro-intensity above 40%	758.628	3.649.077	4,8101	2.189.446	2,8861	(1.459.631)	(1,924)	21
Not exonerated								
	276.921	1.332.019	4,8101	199.803	0,7215	(1.132.216)	(4,089)	7
> 10 GWh	7.109.875	34.199.212	4,8101	39.715.716	5,5860	5.516.505	0,776	260
Rest	43.406.093	209.357.874	4,8232	242.466.146	5,5860	33.108.272	0,763	
Total of 71 TWh	71.242.338	350.000.000		350.000.000				

Impact du CRM sur le consommateur final - Avis sur la réponse de la CREG
PwC

03/08/2020
12

C. 6. PWC

Financer le CRM avec le budget de l'Etat

Analyse des avantages et des inconvénients



Financement du CRM

Identification des avantages et des inconvénients de financer le CRM via le budget de l'Etat

Avantages

- **Simplicité** de mise en oeuvre du financement du CRM
- **Impact nul** sur la facture et dès lors sur les consommateurs d'électricité (annule l'éventuel besoin de régimes d'exemptions ou de mécanismes de dégressivité)
- **Maîtrise des coûts** au travers du vote du budget (mais induit également le risque de voter un budget ne permettant pas de garantir la sécurité d'approvisionnement)
- Si financement par budget combiné à une collecte de fonds via une contribution (ex. accises) : **maîtrise de la répartition des coûts (entreprises, citoyens)** et possibilité notamment de répercuter ceux-ci sur la consommation d'autres produits ou services notamment ayant un impact environnemental/sanitaire négatif (ex. Pétrole, taxe carbone)

Inconvénients

- Génère un **surcoût** en lien avec les coûts de financement de la dette
- **Risque accru** pour la partie contractante dans le cas de figure où celle-ci n'est pas un organisme ou une agence de l'Etat
- **Absence d'incitant** pour le consommateur final d'électricité de réduire sa consommation/sa capacité de pointe (ex. : Efficacité énergétique, Demand side response)
- Absence de lien entre les bénéfices retirés du CRM et la contribution à la mise en oeuvre de celui-ci (**absence de réactivité des coûts**)
- Le coût du CRM est le résultat d'une enchère. Il est impossible d'évaluer précisément *ex-ante* le budget que l'Etat doit allouer. Ceci crée une incertitude sur la sécurisation réelle du budget correspondant au besoin effectif, c'est à dire un **risque (perçu) accru pour les participants au CRM**
- Dans le cas d'une collecte de fonds via une contribution: risque de d'iniquité (surcharge sur des **produits ou services** consommés par **manque d'alternative** (ex. mazout en milieu rural) ou auprès de **consommateurs défavorisés**)
- Risque accru de classification en "**Aide d'Etat**" par la Commission européenne (à valider juridiquement)

Financement CRM
PwC

03/06/2020
2