DOC 55 **2856/001**

CHAMBRE DES REPRÉSENTANTS
DE BELGIQUE

11 août 2022

LA FORMATION DES PRIX SUR LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

Auditions

RAPPORT

FAIT AU NOM DES COMMISSIONS RÉUNIES
DES FINANCES ET DU BUDGET, ET DE L'ÉNERGIE,
DE L'ENVIRONNEMENT ET DU CLIMAT
PAR
M. **Malik BEN ACHOUR**

SOMMAIRE Pages

I. Rapport de l'audition du 15 mars 2022 3
A. Exposés introductifs des représentants de la CREG, de la FEBEG et M. Dieter Jong 3

B. Échange de vues 3
1. Questions et observations des membres 3
2. Réponses des invités 19
3. Répliques 34
4. Réponses complémentaires 35

II. Rapport de l'audition du 10 mai 2022
A. Audition de M. Tim Schittekatte, *Florence School of Regulation* et *MIT Energy Initiative* 37
1. Exposé introductif....37
2. Questions et observations des membres 37
3. Réponses de l'invité 46

B. Audition de M. Koen Schoors (UGent) et des représentants de la CREG....52
1. Exposés introductifs....52
2. Questions et observations des membres 55
3. Réponses des orateurs 61

Annexes 1 à 5: présentations des invités....67

BELGISCHE KAMER VAN
VOLKSVERTEGENWOORDIGERS

11 augustus 2022

DE PRIJSVORMING IN DE ENERGIEMARKT

Hoorzittingen

VERSLAG

NAMENS DE DE VERENIGDE COMMISSIES VOOR
FINANCIËN EN BEGROTING EN VOOR ENERGIE,
LEEFMILIEU EN KLIMAAT
UITGEBRACHT DOOR
DE HEER **Malik BEN ACHOUR**

INHOUD Blz.

I. Verslag van de hoorzitting van 15 maart 2022....3
A. Inleidende uiteenzettingen door vertegenwoordigers van de CREG, van FEBEG en van de heer Dieter Jong 3
B. Gedachtewisseling 3
1. Vragen en opmerkingen van de leden 3
2. Antwoorden van de gastsprekers 19
3. Replieken 34
4. Aanvullende antwoorden 35

II. Verslag van de hoorzitting van 10 mei 2022
A. Hoorzitting van de heer Tim Schittekatte, *Florence School of Regulation* en *MIT Energy Initiative* 37
1. Inleidende uiteenzetting 37
2. Vragen en opmerkingen van de leden 37
3. Antwoorden van de genodigde 46

B. Hoorzitting van de heer Koen Schoors (UGent) en vertegenwoordigers van de CREG....52
1. Inleidende uiteenzettingen....52
2. Vragen en opmerkingen van de leden 55
3. Antwoorden van de sprekers 61

Bijlagen 1-5: presentaties van de genodigde sprekers....67

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: Christian Leysen

A. — Titulaires / Vaste leden:		**B. — Suppléants / Plaatsvervangers:**
N-VA	Wouter Raskin, Yoleen Van Camp, Bert Wollants	Sigrid Goethals, Tomas Roggeman, Anneleen Van Bossuyt, Kristien Van Vaerenbergh
Ecolo-Groen	Séverine de Laveleye, Kim Buyst, Barbara Creemers	Julie Chanson, Samuel Cogolati, Wouter De Vriendt, Albert Vicaire
PS	Malik Ben Achour, Mélissa Hanus, Daniel Senesael	Chanelle Bonaventure, Christophe Lacroix, Patrick Prévot, Laurence Zanchetta
VB	Kurt Ravyts, Reccino Van Lommel	Ortwin Depoortere, Nathalie Dewulf, Erik Gilissen
MR	Christophe Bombled, Marie-Christine Marghem	Michel De Maegd, Philippe Goffin, Benoît Piedboeuf
cd&v	Nawal Farih	Jan Briers, Leen Dierick
PVDA-PTB	Thierry Warmoes	Greet Daems, Raoul Hedebouw
Open Vld	Christian Leysen	Marianne Verhaert, Kathleen Verhelst
Vooruit	Kris Verduyckt	Vicky Reynaert, Joris Vandenbroucke

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: Christian Leysen

A. — Titulaires / Vaste leden:		**B. — Suppléants / Plaatsvervangers:**
N-VA	Wouter Raskin, Yoleen Van Camp, Bert Wollants	Sigrid Goethals, Tomas Roggeman, Anneleen Van Bossuyt, Kristien Van Vaerenbergh
Ecolo-Groen	Séverine de Laveleye, Kim Buyst, Barbara Creemers	Julie Chanson, Samuel Cogolati, Wouter De Vriendt, Albert Vicaire
PS	Malik Ben Achour, Mélissa Hanus, Daniel Senesael	Chanelle Bonaventure, Christophe Lacroix, Patrick Prévot, Laurence Zanchetta
VB	Kurt Ravyts, Reccino Van Lommel	Ortwin Depoortere, Nathalie Dewulf, Erik Gilissen
MR	Christophe Bombled, Marie-Christine Marghem	Michel De Maegd, Philippe Goffin, Benoît Piedboeuf
cd&v	Nawal Farih	Jan Briers, Leen Dierick
PVDA-PTB	Thierry Warmoes	Greet Daems, Raoul Hedebouw
Open Vld	Christian Leysen	Marianne Verhaert, Kathleen Verhelst
Vooruit	Kris Verduyckt	Vicky Reynaert, Joris Vandenbroucke

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

Les Engagés	Georges Dallemagne

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*
Vooruit	:	*Vooruit*
Les Engagés	:	*Les Engagés*
DéFI	:	*Démocrate Fédéraliste Indépendant*
INDEP-ONAFH	:	*Indépendant – Onafhankelijk*

Abréviations dans la numérotation des publications:		*Afkorting bij de nummering van de publicaties:*	
DOC 55 0000/000	*Document de la 55e législature, suivi du numéro de base et numéro de suivi*	*DOC 55 0000/000*	*Parlementair document van de 55e 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 vertaalde 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 (beigekleurig papier)*

MESDAMES, MESSIEURS,

Les commissions réunies des Finances et du Budget, et de l'Énergie, de l'Environnement et du Climat ont procédé, pendant leurs réunions du 15 mars 2022 et du 10 mai 2022 sur la formation des prix sur le marché de l'énergie, à des auditions au cours desquelles ont été entendus:

pendant la réunion du 15 mars 2022:

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

— M. Marc Van de Bosch, directeur général de la FEBEG;

— M. Dieter Jong, expert indépendant;

pendant la réunion du 10 mai 2022:

— M. Tim Schittekatte, chercheur postdoctoral rattaché à la *Florence School of Regulation* et au *MIT Energy Initiative*;

— Prof. Dr. Koen Schoors, UGent;

— M. Koen Locquet, président faisant fonction du comité de direction de la CREG, et M. Andreas Tirez, directeur Fonctionnement technique du marché de l'électricité et du marché du gaz de la CREG.

I. — **RAPPORT DE L'AUDITION DU 15 MARS 2022**

A. **Exposés introductifs**

Pour les exposés introductifs de MM. Koen Locquet, Andreas Tirez et Laurent Jacquet, membres du comité de direction de la CREG, de M. Marc Van de Bosch, directeur général de la FEBEG, et de M. Dieter Jong, expert indépendant, il est renvoyé aux présentations PowerPoint qui sont annexées au présent rapport (cf. annexes).

B. **Échange de vues**

1. ***Questions et observations des membres***

M. Bert Wollants (N-VA) formule les questions et observations suivantes à l'issue des exposés introductifs intéressants.

DAMES EN HEREN,

De verenigde commissies voor de Financiën en Begroting en voor Energie, Leefmilieu en Klimaat hebben tijdens hun vergaderingen van 15 maart 2022 en 10 mei 2022 over de prijsvorming in de energiemarkt, hoorzittingen gehouden met:

tijdens de vergadering van 15 maart 2022:

— de heren Koen Locquet, Andreas Tirez en Laurent Jacquet, leden van het Directiecomité van de CREG;

— de heer Marc Van de Bosch, general manager van FEBEG;

— de heer Dieter Jong, onafhankelijk expert;

tijdens de vergadering van 10 mei 2022:

— de heer Tim Schittekatte, post-doctoraal onderzoeker verbonden aan de *Florence School of Regulation* en *MIT Energy Initiative*;

— Prof.Dr. Koen Schoors, UGent;

— De heer Koen Locquet, waarnemend voorzitter van het Directiecomité van de CREG, en de heer Andreas Tirez, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt van de CREG.

I. — **VERSLAG VAN DE HOORZITTING VAN 15 MAART 2022**

A. **Inleidende uiteenzettingen**

Voor de inleidende uiteenzettingen van de heren Koen Locquet, Andreas Tirez en Laurent Jacquet, leden van het Directiecomité van de CREG, de heer Marc Van de Bosch, general manager van FEBEG; en de heer Dieter Jong, onafhankelijk expert wordt verwezen naar de PowerPointpresentaties die als bijlage gaan bij dit verslag (cf. bijlagen).

B. **Gedachtewisseling**

1. ***Vragen en opmerkingen van de leden***

De heer Bert Wollants (N-VA) formuleert de volgende vragen en opmerkingen na de interessante inleidende uiteenzettingen.

Formation des prix et fonctionnement du marché

La question se pose de trouver des solutions alternatives aux mécanismes utilisés aujourd'hui, et en particulier des solutions alternatives qui ne sont pas purement théoriques, mais qui ont déjà été testées dans la pratique. Les invités ont déjà proposé un certain nombre d'améliorations partielles du système actuel. L'intervenant songe à cet égard aux options de stabilité qui ont été mises en avant par le MIT. Toutefois, elles ne contribueraient pas à simplifier le système existant. M. Wollants se demande également si le système de prix actuel a jamais été conçu pour des prix du CO_2 aussi élevés. Le système ETS a été mis en place pour instaurer un signal-prix, de manière à permettre la tarification des émissions de CO_2. Mais tant que la centrale marginale doit restituer des quotas de CO_2, les coûts sont répercutés sur chaque centrale du système, indépendamment de sa neutralité climatique (éoliennes, panneaux solaires, …). Au lieu de payer par exemple le coût des émissions de CO_2 d'une seule centrale à gaz, on multiplie ce coût et on le fait supporter par toute la société, ce qui ne peut être le but recherché. Ne faudrait-il pas envisager des systèmes permettant de maintenir le prix du CO_2 en dehors du système du coût marginal et de le fixer autrement? En effet, plus on réduira les émissions pour arriver à – 55 % ou plus, plus les droits d'émission continueront à augmenter. Jusqu'il y a peu, le prix était d'environ 100 euros par tonne d'émission de CO_2. Récemment, on a pu observer une légère baisse, mais M. Wollants s'attend néanmoins à une nouvelle augmentation pour atteindre 130 à 140 euros par tonne d'émission de CO_2. Que l'électricité soit verte ou pas, tout le monde devra supporter les prix du marché. Le membre se demande si c'est ce système-là qui a notre préférence.

Le *merit order,* qui constitue la base du mécanisme du marché *day-ahead*, est situé plutôt au niveau de la zone CWE qu'au niveau de l'État membre. En d'autres termes, différents pays s'influencent mutuellement. Comment cela évoluera-t-il à l'avenir? Chaque pays fait ses propres choix pour garantir la sécurité d'approvisionnement, mais ces choix influencent la fixation des prix dans d'autres pays. Le système actuel est-il le meilleur système possible, ou faut-il, oui ou non, poursuivre le couplage des marchés à l'avenir?

La part importante des énergies renouvelables peut faire baisser les prix sur les marchés. Mais l'effet sur les marchés à terme est plutôt limité, selon M. Wollants, surtout pour les contrats résidentiels (ménages, PME, etc.). En effet, on ne peut pas toujours prédire si cette capacité renouvelable sera effectivement disponible.

Prijsvorming en marktwerking

De vraag rijst naar alternatieven voor de op vandaag gehanteerde mechanismen, en dan in het bijzonder naar alternatieven die niet louter theoretisch zijn, maar reeds in de praktijk werden uitgetest. Door de genodigden werden een aantal partiële verbeteringen van het huidige systeem voorgesteld. De spreker denkt hierbij aan de door MIT naar voren geschoven stabiliteitsopties. Dit zou evenwel niet bijdragen tot een vereenvoudiging van het bestaande systeem. Tevens vraagt de heer Wollants zich toch af of het huidige prijssysteem ooit bedoeld is geweest voor dergelijke hoge CO_2-prijzen. Het ETS-systeem werd ingevoerd om een prijssignaal te installeren om ervoor te zorgen dat er op de CO_2-uitstoot een prijs kon worden gezet. Maar zolang dat de marginale centrale CO_2-rechten moet inleveren, wordt de kostprijs doorgerekend naar elke centrale in het systeem, ongeacht de klimaatneutraliteit van de betreffende centrale (windturbines, zonnepanelen enzovoort). In plaats van de kosten voor de uitstoot van de CO_2 te betalen van bijvoorbeeld één gascentrale, worden die kosten vermenigvuldigd en moet de hele samenleving daarvoor opdraaien. Dit kan toch niet de bedoeling zijn. Moeten er geen systemen worden onderzocht waarbij de CO_2-prijs buiten het marginaal kostensysteem kan worden gehouden en op een andere wijze zou moeten worden aangestuurd? Immers, naarmate er meer zal worden ingezet op de emissiereductie naar -55 % en meer, zullen de emissierechten blijven toenemen. Tot voor kort noteerde men ongeveer 100 euro per ton CO_2-uitstoot. Recent deed zich weliswaar een kleine daling voor, maar de heer Wollants verwacht toch een verdere stijging tot 130 à 140 euro per ton CO_2-uitstoot. Hoe groen de stroom ook zal zijn, iedereen zal hiervoor mee betalen in de prijssetting op de markt. Is dat het systeem dat de voorkeur wegdraagt, zo vraagt het lid zich af.

De *merit order*, die de basis vormt voor het mechanisme van de *day-ahead*markt, bevindt zich eerder op de CWE-zone, dan op het niveau van de lidstaten. Verschillende landen beïnvloeden met andere woorden elkaar. Hoe zal één en ander in de toekomst evolueren? Elk land maakt eigen keuzes om de bevoorradingszekerheid te garanderen, maar deze keuzes hebben een invloed op de prijssetting in andere landen. Is het huidige systeem het best mogelijke systeem of is er nood aan verdere toekomstige marktkoppelingen of net niet?

Het hoge aandeel hernieuwbare energie kan een drukkend effect hebben op de markten. Maar het effect op de *future*-markten is volgens de heer Wollants toch veeleer beperkt, en dit zeker voor de residentiële contracten (huishoudens, kmo's enzovoort). Men kan immers niet altijd van tevoren voorspellen of deze hernieuwbare capaciteit effectief beschikbaar is.

Pour ce qui concerne le volume, on évoque souvent les différents marchés. Mais dans certains cas, les volumes, tant sur les marchés du gaz naturel que sur ceux de l'électricité, sont relativement faibles. Pendant la période où les prix étaient extrêmement élevés sur le marché du gaz, le volume échangé à ce moment-là était très faible. Mais sur le marché européen et même à l'extérieur, tous les contrats d'électricité et de gaz naturel ont dû faire face à des hausses de prix basées sur ce volume d'échange limité. Comment prévenir, ou du moins rationaliser, un tel phénomène? Récemment, le premier ministre a fait la comparaison avec le marché des actions: lorsque le marché ne fonctionne pas, il doit pouvoir être mis à l'arrêt temporairement. Mais les marchés de l'électricité et du gaz ne peuvent tout simplement pas être mis à l'arrêt. Quelles sont les interventions possibles? Diverses solutions sont proposées: le gel du prix du gaz, l'introduction d'un prix maximum sur le marché, etc. Ces solutions proposées sont-elles réalisables dans la pratique? L'exemple français est souvent cité dans ce contexte, mais l'État belge n'est pas l'actionnaire principal des entreprises auxquelles il faudrait imposer des prix maximums.

Quant aux projets de l'Union européenne dans le cadre de REPowerEU, l'intervenant souligne que la Commission européenne part du principe qu'une réduction ou un gel des prix de détail est négociable. Mais il s'agit avant tout d'une proposition faite aux États membres, qui devront supporter eux-mêmes les surcoûts.

Par ailleurs, les contrats à court terme sont de plus en plus courants en Europe. Cela suscite de nombreuses discussions avec les pays qui veulent miser davantage sur les contrats à long terme. S'agit-il d'un choix délibéré de l'Union européenne, ou a-t-on plutôt constaté que les prix fixés pour les contrats à court terme étaient systématiquement plus faibles que pour les contrats à long terme, indexés sur le pétrole? Cela réduirait par conséquent le nombre de contrats conclus à long terme.

Quant à la discussion sur les surprofits, M. Wollants n'est pas certain que le sens de ce mot soit suffisamment clair aujourd'hui. Existe-t-il aujourd'hui une définition claire et nette, admise par tout le monde? En ce qui concerne les parcs éoliens offshore, pour lesquels le prix a été déterminé ou en tout cas le financement a été bouclé au cours de la législature précédente, il ne serait pas immédiatement question de surprofits. Cela ne s'explique-t-il pas en premier lieu par le fait que l'électricité qui est produite aujourd'hui a déjà été vendue il y a un certain nombre d'années? Selon l'intervenant, l'électricité vendue aujourd'hui pour être fournie dans deux ou trois ans est influencée par les turbulences actuelles du marché. Les surprofits ne se produiront-ils pas surtout dans ce dernier cas? La différence avec les

In verband met de vraag over het volume wordt vaak gesproken over de verschillende markten. Maar in bepaalde gevallen zijn de volumes, zowel op aardgasmarkten als op elektriciteitsmarkten, relatief klein. Tijdens de periode van extreem hoge prijzen op de gasmarkt, was het volume dat op dat ogenblik werd verhandeld, zeer klein. Maar op de Europese markt en zelfs daarbuiten, werden op dat ogenblik wel alle stroom- en aardgascontracten op basis van dat beperkte verhandelde aandeel geconfronteerd met prijsstijgingen. Hoe kan een dergelijk fenomeen worden voorkomen of op zijn minst worden gerationaliseerd? Ook de Eerste minister maakte recent de vergelijking met de aandelenmarkt: als de markt niet werkt, moet ze tijdelijk kunnen worden stilgelegd. Maar de elektriciteits- en gasmarkt kan nu eenmaal niet worden stilgelegd. Welke interventies zijn wel mogelijk? Er worden verschillende oplossingen geopperd: bevriezing van de gasprijs, het introduceren van een maximale prijs in de markt enzovoort. Zijn deze voorgestelde oplossingen wel haalbaar in de praktijk? Er wordt in dit verband vaak verwezen naar het Franse voorbeeld, maar de Belgische overheid is geen hoofdaandeelhouder van de bedrijven waaraan men maximumprijzen zou moeten opleggen.

Aangaande de plannen van de EU in het kader van REPowerEU wijst de spreker erop dat de Europese Commissie wel heeft vooropgesteld dat een verlaging of een bevriezing van de retailprijzen bespreekbaar is. Maar dit is voornamelijk een aanbod aan de lidstaten, die zelf voor de meerkosten zullen moeten instaan.

Tevens zijn in Europa de korte termijncontracten meer en meer gangbaar. Er is dan ook heel wat discussie met die landen die meer willen inzetten op lange termijncontracten. Is dit een bewuste keuze van de EU of stelde men veeleer vast dat de prijssetting op de korte termijncontracten systematisch lager lag dan voor de oliegeïndexeerde lange termijncontracten? Dit zou immers voor gevolg hebben dat deze lange termijncontracten minder worden gesloten.

Aangaande de discussie met betrekking tot de overwinsten is de heer Wollants er niet zeker van of het op vandaag reeds voldoende duidelijk is welke lading dit begrip dekt. Is er vandaag een glasheldere definitie die door iedereen wordt aanvaard? Wat de *offshore* windmolenparken betreft, waarvoor tijdens de vorige zittingsperiode de prijs werd bepaald of in elk geval de *financial closure* werd gerealiseerd, zou er niet onmiddellijk sprake zijn van overwinsten. Heeft dit niet in de eerste plaats te maken met het feit dat de stroom die vandaag wordt geproduceerd, reeds een aantal jaren geleden werd verkocht? De stroom die vandaag wordt verkocht voor levering binnen 2 tot 3 jaar, wordt volgens de spreker wél beïnvloed door de huidige turbulente markten. Zullen de overwinsten dan niet vooral ontstaan

centrales nucléaires, c'est que pour ces dernières, la loi prévoit une stratégie de *hedging*.

M. Wollants souhaiterait ensuite savoir si une estimation des services de flexibilité a déjà été réalisée. Une attention particulière a-t-elle également été accordée aux deux centrales hydroélectriques de La Plate Taille et de Coo? L'intervenant présume que la situation de ces deux unités n'est pas la même que celle des autres unités de flexibilité et que si ces deux centrales hydroélectriques étaient plus souvent utilisées, elles pourraient produire de l'électricité avec une marge bénéficiaire plus élevée.

L'intervenant signale qu'actuellement, beaucoup de données sont collectées et que celles-ci permettent d'étudier différentes pistes pour évaluer le mécanisme du marché. Il est cependant difficile de rendre ces données accessibles au grand public. Serait-il possible d'abaisser les seuils pour permettre à un public plus large de consulter les données? Ce n'est pas sans importance, compte tenu de l'évolution vers des contrats d'énergie de plus en plus dynamiques. Il est important que les consommateurs d'énergie puissent conclure leurs contrats d'énergie en connaissance de cause. M. Wollants estime que les fournisseurs d'énergie ont également un rôle à jouer dans ce domaine.

L'attention accordée aux risques supportés par les fournisseurs d'énergie se justifie. Mais dans certains cas, la hausse des prix de l'énergie a également procuré des avantages. Certes, ces fournisseurs supportent le risque lié au volume, mais s'ils ont acheté à l'avance sur le marché à terme en vue d'approvisionner les clients en hiver, les clients qui ont un contrat variable, ont payé bien plus que ce que le fournisseur a payé pour acheter l'électricité. Un équilibre peut-il être trouvé entre ces deux phénomènes, ou y a-t-il un grand excédent d'un côté ou de l'autre? On constate en outre que les prix fixes de l'énergie disparaissaient de plus en plus du marché.

Enfin, M. Wollants signale que l'adaptation du système de marché en Europe fera encore l'objet d'un très large débat.

Mme Kim Buyst (Ecolo-Groen) déclare que les bourses d'électricité sont organisées de telle sorte qu'à tout moment, la centrale la plus chère qui est nécessaire pour pouvoir répondre à la demande à ce moment-là fixe le prix pour l'ensemble du marché. L'inconvénient du marché actuel est qu'il est très sensible aux chocs qui agissent de l'extérieur sur les prix, comme lors des problèmes d'approvisionnement que l'on observe aujourd'hui. Au cours des présentations, ce sont surtout les mesures visant à stabiliser les prix dans le cadre du

in dit laatste geval? Het verschil met de kerncentrales is dat voor deze laatsten in de wet een vaste *hedging*strategie is opgenomen.

Vervolgens wenst de heer Wollants te vernemen of er reeds een raming werd opgemaakt van de flexibiliteitsdiensten. Is er ook bijzondere aandacht besteed aan de twee waterkrachtcentrales van La Plate Taille en Coo? De spreker vermoedt dat de situatie voor deze twee eenheden niet dezelfde is als voor de andere flexibiliteitseenheden. Hij vermoedt dat, door de verhoging van de frequentie in de werking, de twee waterkrachtcentrales wellicht met een hogere winstmarge stroom produceren.

Vervolgens wijst de spreker erop dat er vandaag heel wat data worden verzameld die toelaten om verschillende evaluatiepistes van het marktmechanisme te onderzoeken. Deze data zijn wel moeilijk te ontsluiten voor het grote publiek. Zijn er mogelijkheden om de drempels te verlagen en de data voor een groter publiek zichtbaar te maken? Dit is niet zonder belang gezien de evolutie naar meer en meer dynamische energiecontracten. Het is belangrijk dat de energieconsumenten met de juiste kennis van zaken hun energiecontracten kunnen sluiten. De heer Wollants is van oordeel dat er in deze ook een taak is weggelegd voor de energieleveranciers.

Aandacht voor de risico's die de energieleveranciers dragen, is terecht. Maar de stijging van de energieprijzen heeft in een aantal gevallen ook voordelen opgeleverd. Zeker, deze leveranciers dragen het volumerisico, maar als zij op voorhand inkopen hebben gedaan op de *future*-markt met het oog op het beleveren van de klanten in de winter, hebben de klanten met een variabel contract veel meer betaald dan wat er voor de stroom is betaald door de leverancier. Kan er mogelijk een balans tussen beide fenomenen worden gevonden, of bestaat er een groot overwicht aan de ene of de andere zijde? Bovendien stelt men vast dat de vaste energieprijzen meer en meer uit de markt aan het verdwijnen zijn.

Tot slot wijst de heer Wollants er nog op dat het aanpassen van het marktsysteem in Europa nog voer zal zijn voor een zeer ruim debat.

Mevrouw Kim Buyst (Ecolo-Groen) geeft aan dat de elektriciteitsbeurzen zo georganiseerd zijn dat op ieder moment de duurste centrale die nodig is om op dat ogenblik aan de vraag te kunnen voldoen, de prijs zet voor heel de markt. Het nadeel van de markt vandaag is dat ze zeer gevoelig is aan prijsschokken van buitenaf, zoals met de aanvoerproblemen die men nu vaststelt. Tijdens de presentaties werden voornamelijk maatregelen toegelicht om de prijzen te stabiliseren binnen de huidige marktwerking. Zullen dergelijke maatregelen volstaan of

fonctionnement actuel du marché qui ont été expliquées. De telles mesures suffiront-elles, ou faut-il changer radicalement la manière d'organiser le marché de l'énergie?

Une autre méthode de travail consisterait, par exemple, à tarifer la rareté (*scarcity pricing*), comme cela se fait déjà au Texas notamment. Le site web de la CREG indique que de nombreuses études ont déjà été réalisées sur le sujet. Apparemment, la CREG serait favorable à l'introduction à court terme du *scarcity pricing,* également en Belgique. Pourrait-on expliquer davantage ce mécanisme de tarification de la rareté? La CREG préconise également de miser le plus possible sur le fonctionnement du marché. Comment l'irrationalité actuelle du marché influence-t-elle cette vision de la CREG? Comment la CREG garantira-t-elle que la tarification de la rareté n'entraînera pas une hausse des prix pour les citoyens et les entreprises, ou une discrimination entre les grands et les petits acteurs du marché?

Les prix élevés de l'électricité sont dus à des phénomènes temporaires, comme la relance de l'économie après la crise du coronavirus, l'arrêt de centrales nucléaires françaises et, bien sûr, la guerre en Ukraine. La CREG a déclaré que les prix resteraient très élevés jusqu'au deuxième semestre 2023 et que les prix que nous connaissions avant la crise sanitaire ne reviendraient qu'en 2027. Comme les prix resteront donc élevés pendant un certain temps, des mesures temporaires sont-elles suffisantes? Quelles adaptations structurelles est-il important de réaliser?

L'une des mesures temporaires sur laquelle le Prof. Dr. Paul De Grauwe s'est exprimé est le prix maximum de l'électricité qui pourrait être imposé. Il suggère de prendre en compte le coût moyen de la production d'électricité. Que pense la CREG de cette suggestion? Quelles sont les conditions marginales importantes à cet égard? En effet, il ne faudrait pas qu'un gel des prix provoque une vague de faillites chez les fournisseurs d'énergie, avec tous les soucis et les inconvénients que celle-ci entraînerait pour les citoyens.

Les mesures visant à réduire la facture énergétique sont un remède nécessaire, mais elles ne suppriment pas la cause, à savoir la dépendance à l'égard des énergies fossiles coûteuses. Les choix écologiques sont bons pour la facture et bons pour le climat. Comment la formation des prix pourrait-elle donner un coup de pouce dans ce sens pour ces mesures structurelles? Comment faire en sorte que la nécessaire transition énergétique puisse contribuer à façonner les prix? En effet, les prix peuvent inciter à un changement de comportement, lequel est nécessaire pour lutter contre la crise climatique.

moet de manier waarop de energiemarkt georganiseerd is drastisch veranderen?

Een voorbeeld van een andere manier van werken is *scarcity pricing*, zoals dat reeds ingevoerd is in Texas bijvoorbeeld. Op de website van de CREG staat dat daar al heel veel onderzoek werd uitgevoerd. Blijkbaar is de CREG voorstander om *scarcity pricing* op korte termijn ook in België in te voeren. Kan dit mechanisme van schaarsteprijzen verder worden toegelicht? De CREG is ook voorstander van een maximaal inzetten op de marktwerking. Hoe beïnvloedt de huidige irrationaliteit van de markt die visie van de CREG? Hoe zal de CREG verzekeren dat schaarsteprijzen niet tot hogere prijzen zal leiden voor burgers en bedrijven en ook niet tot discriminatie tussen grote en kleine marktspelers?

De hoge elektriciteitsprijzen worden toegeschreven aan tijdelijke fenomenen, zoals de heropleving van de economie na Corona, het uitvallen van de Franse kerncentrales en uiteraard de oorlog in Oekraïne. De CREG gaf aan dat de prijzen zeer hoog zouden blijven tot het tweede semester 2023 en dat de prijzen die men vóór corona kende, pas in 2027 zouden terugkomen. Volstaan tijdelijke maatregelen, aangezien de hoge prijzen dus nog even zullen worden aangehouden? Op welke structurele aanpassingen is het belangrijk om in te zetten?

Een van de tijdelijke maatregelen waarover Prof. Dr. Paul De Grauwe zich heeft uitgesproken is de maximale elektriciteitsprijs die opgelegd zou kunnen worden. Hij stelt voor om rekening te houden met de gemiddelde kostprijs van elektriciteitsproductie. Wat vindt de CREG van die suggestie? Welke randvoorwaarden zijn hierbij belangrijk? Een bevriezing van de prijzen mag immers niet leiden tot een faillissementsgolf bij energieleveranciers, met alle zorgen en nadelen voor de burger.

Maatregelen om de energiefactuur te verlagen, zijn een noodzakelijk pijnstiller maar nemen de oorzaak, namelijk de afhankelijkheid van dure fossiele energie, niet weg. Groene keuzes zijn goed voor de factuur en goed voor het klimaat. Op welke manier kan de prijsvorming een incentive geven in die richting voor deze structurele maatregelen? Hoe zorgt men ervoor dat de nodige energietransitie mee vorm kan geven bij het samenstellen van de prijs? Prijzen kunnen immers prikkels geven om tot een gedragsverandering te komen, die nodig is om de klimaatcrisis aan te pakken.

Il a déjà été mentionné que le fait de miser sur les énergies renouvelables est une mesure structurelle qui peut faire baisser le prix de l'énergie. La question se pose dès lors de savoir si la conception du marché devrait davantage soutenir les énergies renouvelables, pour qu'à terme, nous devenions moins dépendants des combustibles fossiles et plus indépendants sur le plan énergétique.

L'Agence internationale de l'Énergie (en abrégé: AIE) a calculé que dans l'Union européenne, 200 milliards d'euros de surprofits sont réalisés. La Commission européenne est appelée à écrémer ces surprofits. Personne ne peut s'enrichir de la crise. Mais le rapport commenté aujourd'hui par la CREG montre que des surprofits ont bien été réalisés dans le domaine du gaz. Quelles solutions la CREG envisage-t-elle? En même temps, il est important de continuer à investir dans les énergies renouvelables, comme les parcs éoliens en mer. La sécurité d'investissement est importante à cet égard. Comment peut-elle être préservée?

M. Malik Ben Achour (PS) remercie les intervenants et aborde successivement les thèmes suivants: le gaz, l'électricité, les carburants, le mazout de chauffage et les surprofits.

Gaz

Dans le cadre du package de mesures de *REPOwerEU*, la Commission européenne entend réduire de deux tiers la dépendance européenne au gaz russe d'ici la fin de l'année, notamment en diversifiant les fournisseurs de gaz grâce à une augmentation des importations de gaz naturel liquéfié (GNL). Suite à la diminution des importations de gaz en provenance de Russie, celles de GNL en provenance des États-Unis, du Qatar et d'autres pays ont augmenté. Dans la mesure où les achats de GNL constituent un élément déterminant le prix du gaz sur le marché, quel serait l'effet de ces importations sur les prix? Quel impact pourrait avoir une hausse des importations semblable à celle souhaitée par la Commission européenne (60 milliards de m³)? Sachant qu'un embargo sur le gaz russe a été décidé par les États-Unis et le Royaume-Uni, et compte tenu des besoins de la Chine, la demande ne risque-t-elle pas de dépasser l'offre en GNL? Enfin, existe-t-il un aperçu des capacités des exportateurs à liquéfier le gaz naturel, ainsi que des capacités d'importer du gaz naturel en Europe? Celles-ci sont-elles actuellement suffisantes pour répondre à la demande croissante?

L'une des raisons à la hausse des prix de l'énergie est aussi à trouver dans les faibles niveaux de stockage en Europe. Toujours dans le cadre du *REPOwerEU*, la

Het werd reeds aangehaald dat het inzetten op hernieuwbare energie een mogelijke structurele maatregel is om de energieprijs te doen dalen. De vraag is dan ook of het marktdesign hernieuwbare energie meer moet ondersteunen zodat men op termijn minder afhankelijk wordt van fossiele brandstoffen, maar energieonafhankelijker zou kunnen worden.

Het internationaal energieagentschap (Afgekort: IEA) berekende dat er in de Europese Unie 200 miljard euro overwinsten zijn. Er wordt aan de Europese Commissie met aandrang gevraagd om overwinsten af te romen. Niemand mag zich verrijken aan de crisis. Maar uit het rapport dat de CREG vandaag heeft toegelicht blijkt dat er bij gas wel overwinsten zijn geboekt. Welke oplossingen ziet de CREG hiervoor? Tegelijkertijd is het belangrijk dat men blijft investeren in hernieuwbare energie zoals windmolenparken op zee. Investeringszekerheid is hiervoor belangrijk. Hoe behoudt men die?

De heer Malik Ben Achour (PS) dankt de sprekers en snijdt achtereenvolgens de volgende thema's aan: gas, elektriciteit, brandstof, huisbrandolie en overwinsten.

Gas

In het kader van het maatregelenpakket *REPOwerEU* wil de Europese Commissie de Europese afhankelijkheid van Russisch gas tegen het einde van het jaar met twee derde verminderen door onder meer te gaan diversifiëren bij de keuze van gasleveranciers. Dat moet mogelijk worden gemaakt door meer vloeibaar aardgas (LNG) in te voeren. Doordat men minder gas uit Rusland is gaan invoeren, is de invoer van LNG uit de Verenigde Staten, Qatar en andere landen toegenomen. Aangezien de aankoop van LNG bepalend is voor de gasprijs op de markt, rijst de vraag welke gevolgen die invoer zal hebben voor de prijzen. Wat zou de weerslag kunnen zijn van een stijging van de invoer die aanleunt bij het volume dat de Europese Commissie voor ogen heeft (60 miljard m³)? Zal de vraag naar LNG het aanbod niet overschrijden, wetende dat de Verenigde Staten en het Verenigd Koninkrijk een embargo tegen Russisch gas hebben ingesteld en gelet op de behoeften van China? Ten slotte vraagt de spreker of men zicht heeft op de mate waarin de uitvoerende landen in staat zijn aardgas vloeibaar te maken en op de mate waarin Europa aardgas kan invoeren. Volstaat dat alles om aan de groeiende vraag tegemoet te komen?

Een van de redenen achter de stijgende energieprijzen is het feit dat Europa over weinig opslagmogelijkheden beschikt. Nog in het kader van *REPOwerEU*

Commission européenne présentera d'ici avril 2022 un cadre législatif stipulant notamment le remplissage des réserves souterraines de gaz à au moins 90 % pour le 1er octobre de chaque année. Quel impact pourrait avoir ce projet sur le prix du gaz dans les prochaines années? Quelles sont les capacités de stockage en Belgique?

L'idée d'un plafonnement du prix du gaz est étudiée au niveau européen et soutenue par la Belgique. À ce propos, la présidente de la Commission européenne s'est engagée à développer des propositions d'interventions sur le marché de l'énergie, lesquelles devront être présentées dans les prochains jours. Quelles sont les possibilités de mise en place d'un plafond maximal aux transactions sur le marché du gaz, inférieur à l'indice de référence européen (200 euros/MWh)? Quels en seraient les effets sur le marché de l'électricité? Pour ce qui est des mesures compensatoires au plafonnement, les observateurs évoquent notamment la mise en place d'un système d'acheteur unique garantissant un stockage et des moyens de transport nécessaires, ou encore, en cas de risque de pénurie, le lancement d'appels d'offres et l'octroi de subsides recouvrant le manque à gagner. De telles mesures ne risqueraient-elles pas de renforcer la dépendance à l'égard de certains pays?

Électricité

Les prix de l'électricité étant impactés par la hausse de ceux des quotas de CO_2, la Commission européenne a, dans sa boîte à outils du 13 octobre 2021, chargé l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et l'Autorité européenne des marchés financiers (ESMA) d'étudier les marchés européens de l'électricité et du carbone. Y a-t-il déjà des résultats, même provisoires ou partiels, de ces études?

Dans le cadre des discussions du sommet de Versailles, la question de la réforme du marché de l'électricité a été évoquée et, plus particulièrement, celle d'une fixation de la valeur de l'électricité, non plus basée sur celle des énergies fossiles, mais sur le prix de l'électricité renouvelable. Sous quelles échéances une telle initiative pourrait-elle être mise en place? Quel impact pourrait-elle avoir sur les prix? Cela serait-il plus avantageux qu'un abaissement du plafond des transactions sur le marché de l'électricité, actuellement fixé à 3 000 euros/MWh?

zal de Europese Commissie tegen eind april 2022 een wetgevend raamwerk voorstellen waarin onder meer zal worden bepaald dat de ondergrondse gasreserves elk jaar tegen 1 oktober voor minstens 90 % gevuld moeten zijn. Welke gevolgen zou dat project in de komende jaren kunnen hebben voor de gasprijzen? Hoe zit het met de opslagcapaciteiten in België?

Het idee om de gasprijzen te begrenzen wordt op Europees niveau onderzocht en krijgt de steun van België. In dat verband heeft de voorzitster van de Europese Commissie zich ertoe verbonden voorstellen uit te werken om tussenbeide te komen op de energiemarkt. Die voorstellen zullen de komende dagen worden gepresenteerd. In hoeverre is het mogelijk op de gasmarkt een dergelijke maximumprijs voor transacties in te stellen die lager is dan de Europese referte-index (200 euro/MWh)? Wat zouden daarvan de effecten zijn op de elektriciteitsmarkt? Qua maatregelen om de maximumprijs te compenseren, opperen de waarnemers onder meer de totstandbrenging van een stelsel met één enkele koper, waarbij de opslag en de nodige vervoermiddelen worden gewaarborgd of, ingeval er een tekort dreigt, de uitschrijving van een openbare aanbesteding en de toekenning van subsidies om de gederfde winst te compenseren. Zullen dergelijke maatregelen niet leiden tot een grotere afhankelijkheid van bepaalde landen?

Elektriciteit

Aangezien de verhoging van de prijzen voor de CO_2-quota gevolgen heeft voor de elektriciteitsprijzen, heeft de Europese Commissie in haar *Toolbox* van 13 oktober 2021 het Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators (ACER) en Europese Autoriteit voor effecten en markten (ESMA) gelast de Europese elektriciteits- en koolstofmarkten te bestuderen. Hebben die studies al enige, eventueel voorlopige of gedeeltelijke, resultaten opgeleverd?

Bij de besprekingen in het kader van de EU-top van Versailles is ook de hervorming van de elektriciteitsmarkt ter sprake gekomen. Meer in het bijzonder ging het over het feit dat men de waarde van elektriciteit niet langer zou bepalen op basis van die van fossiele energie, maar op basis van de prijs van hernieuwbare elektriciteit. Tegen wanneer zou dat initiatief in werking kunnen treden? Welke weerslag zou het hebben op de prijzen? Zou een dergelijke aanpak voordeliger zijn dan een verlaging van de maximumprijs voor transacties op de elektriciteitsmarkt, die thans vastligt op 3 000 euro/MWh?

Carburants

Si les agissements de la Russie constituent un des principaux facteurs du coût actuel de l'essence et du diesel, l'augmentation de plus de 60 % du prix du baril de Brent en raison de la hausse de la demande post-COVID-19 et un affaiblissement de l'euro face au dollar constituent des causes à ne pas négliger. Quelles sont les perspectives d'évolution de ces facteurs? Quel pourrait être l'impact sur les prix?

Mazout de chauffage

Tandis que le coût du mazout de chauffage a connu une augmentation spectaculaire ces dernières semaines, le SPF Économie a indiqué qu'il avait baissé de 28 centimes par litre samedi, ce qui représente une réduction de plus de 570 euros pour une commande d'au moins 2 000 litres. Une évaluation de l'évolution de la valeur du gasoil de chauffage est-elle disponible? La semaine dernière, plusieurs stations-service ont réduit drastiquement leurs offres de mazout, reportant les commandes habituelles et ne fournissant que les personnes en panne de combustible. Un risque de pénurie est-il à craindre en raison de la fluctuation des prix?

Surprofits

L'intervenant se rallie aux questions précédemment posée à ce sujet par d'autres collègues.

Pour conclure, M. Ben Achour s'interroge sur la question de savoir si les paradigmes du marché libéralisé, tel qu'il fonctionne actuellement, constituent encore un cadre adapté pour endiguer les hausses de prix et les perturbations du marché qu'on connaît actuellement. Faut-il remettre en cause le marché libéralisé ou faut-il seulement en réformer le fonctionnement?

M. Reccino Van Lommel (VB) remercie tout d'abord les invités pour les exposés introductifs qui étaient utiles. Il souligne qu'aujourd'hui, la théorie de la "main invisible" d'Adam Smith, le modèle du libéralisme, ne fonctionne certainement pas dans le marché de l'énergie. L'intervention des pouvoirs publics est donc nécessaire. Cette audition se concentre sur la situation microéconomique du marché de l'électricité. Le mécanisme du prix marginal est connu. Mais il a été précisé que les prix de l'énergie sont largement déterminés par les coûts variables. N'est-il alors pas possible d'avoir une vision globale du coût total? Et une idée des coûts fixes qui existent tout de même? Tout investissement ne doit pas être considéré, par définition, comme un coût irrécupérable (*sunk cost*). M. Van Lommel considère en effet qu'un coût irrécupérable est quelque chose dans lequel

Brandstof

Hoewel het optreden van Rusland een van de hoofdoorzaken is voor de huidige kostprijs van benzine en diesel, mag men niet vergeten dat ook de stijging van de vraag na COVID-19 en de verzwakking van de euro ten opzichte van de dollar belangrijke oorzaken zijn van het feit dat de prijs voor een vat Brentolie met meer dan 60 % is gestegen. Hoe zullen die factoren evolueren? Welke gevolgen zou dit kunnen hebben voor de prijzen?

Huisbrandolie

Terwijl de prijs voor huisbrandolie de voorbije weken spectaculair is gestegen, heeft de FOD Economie erop gewezen dat de prijs zaterdag opnieuw met 28 centiem per liter is gedaald, wat neerkomt op een daling met ruim 570 euro voor een bestelling van minstens 2 000 liter. Is er een evaluatie van de prijsevolutie voor huisbrandolie voorhanden? Vorige week hebben meerdere benzinestations hun aanbod drastisch verlaagd, waarbij de normale bestellingen worden uitgesteld en alleen nog mensen die zonder huisbrandolie zijn komen te zitten, worden bevoorraad. Moet men als gevolg van de prijsschommelingen voor tekorten vrezen?

Overwinsten

De spreker schaart zich achter de vragen die andere collega's eerder al hadden gesteld.

Tot slot vraagt de heer Ben Achour zich af of de paradigma's van de vrijgemaakte markt, zoals die thans werkt, nog wel het geschikte raamwerk vormen om de prijsstijgingen en de huidige marktverstoringen een halt toe te roepen. Moet de vrijgemaakte markt in vraag worden gesteld of moet alleen de werking ervan worden hervormd?

De heer Reccino Van Lommel (VB) dankt in de eerste plaats de genodigden voor de nuttige inleidende uiteenzettingen. De spreker onderlijnt dat de theorie van de "*invisible hand*" van Adam Smith, het toonbeeld van het liberalisme, in de energiemarkt vandaag zeker niet werkt. Overheidsingrijpen is dan ook nodig. Met deze hoorzitting wordt ingezoomd op de micro-economische situatie van de elektriciteitsmarkt. Het mechanisme van de marginale prijs is gekend. Maar er werd gesteld dat de energieprijzen in hoge mate worden bepaald op basis van de variabele kosten. Bestaat er dan geen totaaloverzicht over de totale kostprijs? Is het niet mogelijk om een zicht te krijgen op de toch wel bestaande vaste kost? Niet elke investering moet per definitie worden beschouwd als een *sunk cost*. Immers, voor de heer Van Lommel is een definitie van *sunk cost* iets waarbij wordt geïnvesteerd

on investit et qui ensuite ne nous sert à rien. Il s'agit donc d'un coût "absorbé", qui ne peut plus être récupéré.

M. Van Lommel consulte régulièrement les graphiques sur l'origine de l'électricité importée en Belgique, qui sont communiqués sur le site web d'Elia. On constate que lorsqu'il y a des tempêtes et que les éoliennes sont à l'arrêt, notre pays devient soudainement très dépendant des importations étrangères. Comment fixe-t-on ce prix à l'importation? Dans quelle mesure les importations d'énergie ont-elles eu un impact positif sur les prix de l'énergie dans le passé? Que pensent les invités des nombreuses déclarations de la ministre de l'Énergie, selon lesquelles l'importation d'énergie de l'étranger ne coûte pas cher? Les intervenants peuvent-ils évaluer ces affirmations au regard de la situation du marché?

En ce qui concerne les surprofits, l'intervenant retient qu'actuellement, ce problème se pose surtout pour les centrales à gaz. Il n'existe pas de mécanisme de compensation. Comment les invités envisagent-ils la possibilité de prévoir légalement un mécanisme de compensation pour les surprofits des centrales à gaz?

En ce qui concerne les surprofits des centrales nucléaires, des responsables politiques ont déclaré à plusieurs reprises au parlement que, pour des raisons contractuelles, il n'était pas possible de les écrémer par le biais d'une réglementation légale. L'intervenant constate que les représentants de la CREG ont toutefois évoqué la possibilité de demander des contributions supplémentaires. Pourrait-on expliquer ceci plus en détail?

En ce qui concerne les prix du gaz, l'intervenant signale qu'il suit de près et quotidiennement le *TTF Neutral Gas Price Index*. Il souscrit donc pleinement aux conclusions formulées par les invités. Tout le monde sait que nous serons confrontés à ces prix élevés du gaz pendant encore un certain temps. L'Union européenne a récemment déclaré qu'elle souhaitait réduire de trois quarts sa dépendance à l'égard du marché du gaz russe. Dans quelle mesure une diversification de la provenance du gaz pourrait-elle contribuer à faire baisser davantage l'indice TTF à l'avenir, de manière à ce que le prix du gaz diminue également?

Aujourd'hui, la Belgique importe du gaz naturel principalement de Norvège, ce qui la rend moins dépendante du gaz russe. La recherche de nouveaux fournisseurs par d'autres pays européens qui sont actuellement plus dépendants du gaz russe pourrait-elle perturber l'approvisionnement de la Belgique en gaz norvégien?

en met deze investering is men later niets meer. Het is dan ook een verzonken kost, die niet meer kan worden gerecupereerd.

Als geregelde raadpleger van de grafieken van de herkomst van de in België ingevoerde stroom op de website van Elia, stelt de heer Van Lommel dat, wanneer er stormen zijn en de windmolens worden afgeschakeld, men vaststelt dat ons land plots sterk afhankelijk wordt van buitenlandse import. Hoe wordt deze importprijs bepaald? In welke mate heeft de import van energie een positieve prijsevolutie veroorzaakt op de energieprijzen in het verleden? Wat is de visie van de genodigde sprekers over de talrijke uitspraken van de minister van Energie dat import van energie uit het buitenland goedkoop is? Kunnen de sprekers deze stelling toetsen aan de marktsituatie?

In verband met de overwinsten onthoudt de spreker dat dit probleem zich vandaag voornamelijk voordoet bij de gascentrales. Er bestaat geen mechanisme ter compensatie. Op welke manier zou het volgens de genodigden mogelijk kunnen zijn om bij wet een compensatiemechanisme in te stellen in geval van overwinsten bij de gascentrales?

In verband met de nucleaire overwinsten, werd meermaals in het Parlement door beleidsmakers geponeerd dat het om contractuele redenen niet mogelijk is om middels een wettelijke regeling nucleaire overwinsten af te romen. Nochtans stelt de spreker vast dat de vertegenwoordigers van de CREG toch spraken over de mogelijkheid om aanvullende bijdragen te vragen. Kan dit nader worden toegelicht?

Wat de gasprijzen betreft, wijst de spreker erop dat hij de *TTF Neutral Gas Price Index* dagelijks op de voet volgt. De door de genodigden geformuleerde conclusies onderschrijft het lid dan ook ten volle. Eénieder is er zich van bewust dat we nog een geruime tijd met deze hoge gasprijzen zullen worden geconfronteerd. Recent verklaarde de EU dat zij drie vierde van hun afhankelijkheid van de Russische gasmarkt wensen af te bouwen. In welke mate zou een diversificatie van de herkomst van het gas ertoe kunnen bijdragen dat de TTF-index in de toekomst verder zou kunnen dalen, zodat de gasprijs ook zou dalen?

Op vandaag voert België voornamelijk aardgas in vanuit Noorwegen. Op die manier is ons land minder afhankelijk van het Russisch gas. Is het mogelijk dat, doordat andere Europese landen, die momenteel meer afhankelijk zijn van Russisch gas, op zoek gaan naar andere leveranciers, de toevoer van het Noors gas naar België zou worden verstoord?

Le membre souhaiterait ensuite savoir dans quelle mesure il est tout à fait possible de geler les prix, compte tenu du système de fonctionnement du marché. Si cela était possible, comment ce gel pourrait-il être mis en œuvre de manière efficace?

Comment envisageons-nous l'évolution de notre dépendance à l'hydrogène dans le futur? Comment le prix de l'hydrogène est-il déterminé? Quel est le modèle de marché qui est appliqué pour l'hydrogène?

Le Plan européen de relance et de résilience a été discuté à plusieurs reprises au parlement. La Commission européenne a posé comme condition qu'une partie substantielle de ce plan soit consacrée à la transition énergétique. Dans ce contexte, les Régions et le gouvernement fédéral ont élaboré des projets pour utiliser les fonds européens. Quel regard les invités portent-ils sur la transition énergétique européenne et sur les projets présentés par les autorités belges? Compte tenu de l'actualité de la crise ukrainienne, un ajustement est-il nécessaire?

En ce qui concerne la flambée des prix du gaz, M. Van Lommel fait remarquer que jusqu'à présent, de nombreux consommateurs ont pu bénéficier d'un contrat fixe pendant une assez longue période. Ceux qui avaient un contrat fixe d'un an ou de trois ans ont été parmi les plus chanceux. Mais à un moment donné, ces contrats arriveront aussi à terme. La CREG ou la FEBEG ont-elles une idée de la répartition actuelle du marché en fonction du type de contrat? Combien de contrats fixes sont-ils encore en cours?

M. Van Lommel souhaite que le représentant de la FEBEG lui indique quelles sont précisément les marges des opérateurs sur le marché de l'énergie. Quels sont les délais de paiement qui sont appliqués? Les opérateurs doivent-ils garantir un préfinancement important? Dans quelle mesure les contrats proposés par les opérateurs au consommateur sont-ils couverts? Existe-t-il une réserve suffisante pour éviter les faillites? Par ailleurs, l'intervenant attire l'attention sur le déséquilibre qui peut se produire entre les acomptes souvent faibles qui sont facturés au consommateur (par exemple, dans le cadre du tarif social) et les paiements effectués par les opérateurs à leurs fournisseurs. En réponse à une question du membre à ce sujet, la ministre de l'Énergie a répondu que le gouvernement reverserait plus rapidement le tarif social aux opérateurs. Quel est le laps de temps qui s'écoule entre, d'une part, le paiement des fournisseurs et, d'autre part, celui des consommateurs? N'oublions pas qu'il y a environ un million de ménages qui bénéficient du tarif social.

Vervolgens wenst het lid te vernemen in welke mate het überhaupt mogelijk is om prijzen te bevriezen, gelet op het systeem van de marktwerking. Indien het mogelijk zou zijn, hoe kan een dergelijk bevriezen dan effectief worden doorgevoerd?

Hoe ziet men voor de toekomst de afhankelijkheid van waterstof evolueren? Hoe werkt de prijsbepaling van waterstof? Welk marktmodel wordt hierbij gehanteerd?

Het Europese Plan voor Herstel en Veerkracht werd reeds meermaals in het Parlement besproken. De Europese Commissie heeft als voorwaarde gesteld dat een substantieel deel van dit plan moet worden voorbehouden voor de energietransitie. De Gewesten en de federale regering hebben in dit verband projecten uitgewerkt voor het inzetten van de Europese middelen. Hoe kijken de genodigde sprekers naar de Europese energietransitie en de door de Belgische overheden ingediende projecten? Is er, gelet op de actualiteit van de Oekraïnecrisis, bijsturing nodig?

In verband met de torenhoge gasprijzen, wijst de heer Van Lommel erop dat tot vandaag heel wat consumenten vrij lang gebruik hebben kunnen maken van een vast contract. Wie een vast contract had van een jaar of van drie jaar, konden zich rekenen bij de gelukkigen. Maar op een bepaald ogenblik lopen deze contracten ook af. Heeft de CREG of FEBEG er zicht op hoe de verdeling momenteel in de markt ligt naar gelang van de aard van het contract? Hoeveel vaste contracten zijn er nog lopende?

Van de vertegenwoordiger van FEBEG wenst de heer Van Lommel te vernemen wat juist de marges zijn voor de operatoren op de energiemarkt. Welke betalingstermijnen worden gehanteerd? Moeten de operatoren een grote prefinanciering verzekeren? In welke mate zijn de contracten die door de operatoren aan de consument worden aangeboden, ingedekt? Is er voldoende buffer om faillissementen te voorkomen? Voorts wijst de spreker op het onevenwicht dat kan ontstaan tussen de vaak lage voorschotten die worden gefactureerd aan de consument (bijvoorbeeld in het kader van het sociaal tarief), en anderzijds de betalingen van de operatoren aan hun leveranciers. Op een vraag van het lid in dit verband, antwoordde de minister van Energie dat de overheid sneller het sociaal tarief zou doorstorten aan de operatoren. Hoe groot is het tijdsverschil tussen, enerzijds, het moment van betaling van de leveranciers en, anderzijds, de betaling door de consumenten? Het betreft immers toch ongeveer 1 miljoen gezinnen die van het sociaal tarief hebben genoten.

M. Wouter Vermeersch (VB) se réfère à la conférence de presse donnée ce matin sur l'accord énergétique par le premier ministre et la ministre de l'Énergie. Selon le premier ministre, les marchés de gros du gaz sont totalement irrationnels. Les ministres préconisent de prendre des mesures complémentaires au niveau européen: écrémer les surprofits des producteurs d'énergie, procéder à des achats groupés de gaz au niveau européen, plafonner les prix européens. Le risque existe toutefois qu'en cas de plafonnement des prix, les vendeurs proposent moins de gaz en Europe. Que pensent les intervenants de ces trois solutions concrètes sur lesquelles la Commission européenne devrait se prononcer la semaine prochaine? Ces solutions sont-elles réalisables?

M. Kris Verduyckt (Vooruit) rappelle que la libéralisation du marché de l'énergie au niveau européen promettait une concurrence accrue et, dès lors, des prix plus bas. Il constate que ce n'est pas le cas et que, en outre, on n'a jamais assisté à autant de soutien public de ce marché depuis qu'il a été libéralisé. Il demande dès lors s'il existe des alternatives au marché libéralisé et, si oui, lesquelles elles seraient.

Si les centrales à gaz déterminent si souvent le prix marginal, comment font-elles pour récupérer leurs coûts fixes? Dans un telle situation, un entrepreneur n'aurait-il pas intérêt à investir au maximum dans l'énergie solaire et l'énergie éolienne, puisque c'est là que se trouvent les coûts fixes les plus bas et les marges les plus élevées? Cette situation ne devrait-elle pas faire évoluer rapidement le mix énergétique vers l'éolien et le solaire? Comment se fait-il alors que le développement de l'éolien et du solaire soit si lent en Europe?

Il ressort des exposés introductifs qu'il y a des marges et que ces marges servent à payer les coûts fixes. Mais, ces marges ne servent-elles pas aussi à financer les nouveaux investissements dans des centrales plus performantes? Comment se fait-il alors qu'on ait besoin d'un mécanisme de rémunération de la capacité pour financer un certain nombre de nouvelles centrales? Est-ce que le secteur de l'énergie utilise suffisamment les marges provenant de ce système de *marginal pricing* pour les réinvestir? Ces marges ne servent-elles pas trop souvent à rémunérer les actionnaires sous la forme de dividendes?

Un modèle de marché devrait permettre de faire en sorte que les fluctuations de prix demeurent limitées, car ces fluctuations ne sont bonnes ni pour les fournisseurs, ni pour les clients. Or, il semble que le modèle actuel ne puisse pas garantir cette stabilité. De quelle manière serait-il possible de limiter les fluctuations de

De heer Wouter Vermeersch (VB) verwijst naar de persconferentie van de eerste minister en van de minister van Energie over het energie-akkoord van deze ochtend. Volgens de eerste minister zijn de groothandelsgasmarkten totaal irrationeel. De ministers pleiten ervoor om op Europees niveau bijkomende maatregelen te nemen: het afromen van overwinsten van energieproducenten, het overgaan tot een gegroepeerde Europese aankoop van gas, en het invoeren van een plafond op de Europese prijzen. Het risico is echter, als men een plafond hanteert, dat verkopers minder gas in Europa zullen aanbieden. Wat denken de sprekers van deze drie concrete oplossingen waarover de Europese Commissie volgende week zou beslissen? Zijn deze oplossingen haalbaar?

De heer Kris Verduyckt (Vooruit) herinnert eraan dat de vrijmaking van de energiemarkt op Europees niveau de belofte van meer concurrentie en dus lagere prijzen inhield. Hij stelt vast dat dit niet het geval is en dat die markt nooit zoveel staatssteun nodig heeft gehad dan sinds ze is vrijgemaakt. De spreker vraagt daarom of er alternatieven voor de vrijgemaakte markt bestaan en, zo ja, om welke alternatieven het zou gaan.

Als de gascentrales zo vaak de marginale prijs bepalen, rijst de vraag hoe zij erin slagen hun vaste kosten te compenseren. Zou een ondernemer in een dergelijke situatie niet beter maximaal investeren in zonne- en windenergie? Daar zijn de vaste kosten immers het laagst en de marges het hoogst. Zou men gezien die situatie niet gebaat zijn bij een snelle overgang van de energiemix naar wind- en zonne-energie? Hoe komt het dan toch dat de ontwikkeling van wind- en zonne-energie in Europa zo traag verloopt?

Uit de inleidende uiteenzettingen blijkt dat er marges zijn en dat die dienen om de vaste kosten te betalen. Dienen die marges echter niet ook om nieuwe investeringen in meer performante centrales te financieren? Hoe komt het dan dat men een capaciteitsvergoedingsmechanisme nodig heeft om een aantal van die nieuwe centrales te financieren? Maakt de energiesector wel voldoende gebruik van de marges die uit dat *marginal-pricing*stelsel voortvloeien om ze opnieuw te investeren? Worden die marges niet al te vaak aangewend om de aandeelhouders te belonen met dividenden?

Een marktmodel zou ervoor moeten zorgen dat de prijsschommelingen beperkt blijven, aangezien die schommelingen noch voor de leveranciers, noch voor de klanten een goede zaak zijn. Het lijkt er echter op dat het huidige model die stabiliteit niet kan waarborgen. Hoe zouden de prijsschommelingen kunnen worden

prix? Ces fluctuations sont-elles dues aux circonstances ou sont-elles inhérentes au modèle de marché dans lequel on se trouve?

Par ailleurs, comment faire en sorte que les énormes surprofits retournent vers les consommateurs, dès lors que, d'après certains orateurs, les tentatives pour se faire ont peu été couronnées de succès?

M. Verduyckt revient enfin sur la base de données REMIT qui permettrait de prévoir quels fournisseurs risqueraient de se trouver dans une situation problématique. Il demande qui est responsable de cette base de données et qui pourrait décider de l'utiliser à cette fin.

M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB) formule les questions et observations suivantes:

Mécanisme de prix

Il fait observer tout d'abord que le représentant de la CREG n'a pas mentionné de mécanismes de prix alternatifs. Pourquoi défend-on ici le mécanisme de *marginal pricing,* alors qu'il est précisément à l'origine des gigantesques surprofits que certains acteurs réalisent actuellement dans le secteur énergétique? L'exemple des centrales nucléaires est clair: les coûts de production n'ont pratiquement pas augmenté, alors que les revenus ont triplé ou plus. Quels autres mécanismes de prix existe-t-il dès lors pour qu'aucun surprofit ne soit réalisé et que tous les producteurs ne reçoivent que leurs coûts de production et une (petite) marge?

Autrefois (avant la libéralisation du marché), il existait un mécanisme de prix de revient majoré, prévoyant un prix moyen de l'électricité, basé sur les coûts de production des différentes technologies de production, plus une marge. Dans ce système, chaque producteur reçoit des moyens suffisants pour couvrir ses coûts fixes et variables et il n'y a pas de problème de manque à gagner (*missing money*). Il n'y a pas non plus l'effet psychologique dont M. Jong a parlé et que nous ne pouvons pas empêcher, comme c'est le cas pour les marchés boursiers. Un calcul très approximatif montre que le prix de l'électricité sur le marché serait d'un seul coup divisé par deux si un mécanisme de prix de revient majoré était appliqué aujourd'hui. Il y a également d'autres mécanismes de prix qui sont envisageables et qui sont directement liés aux coûts de production de l'électricité. L'un des problèmes du mécanisme du

beperkt? Zijn ze te wijten aan de omstandigheden of zijn ze eigen aan het huidige marktmodel?

Voorts rijst de vraag hoe de enorme overwinsten kunnen terugvloeien naar de consumenten. Volgens bepaalde sprekers hebben pogingen in die zin immers zelden succes opgeleverd.

De heer Verduyckt brengt ten slotte de gegevensbank REMIT ter sprake. Aan de hand daarvan zou moeten kunnen worden voorspeld welke leveranciers in een problematische situatie dreigen terecht te komen. Hij vraagt wie verantwoordelijk is voor die gegevensbank en wie zou kunnen beslissen om die met dat doel te gebruiken.

De heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB) heeft de volgende vragen en opmerkingen:

Prijsmechanisme

Hij merkt vooreerst op dat de vertegenwoordiger van de CREG niet heeft gesproken over alternatieve prijsmechanismen. Waarom wordt het prijsmechanisme van *marginal pricing* hier verdedigd, terwijl dat net aan de basis ligt van de gigantische overwinsten die bepaalde spelers momenteel maken in de energiesector? Het voorbeeld van de kerncentrales is duidelijk: de productiekosten zijn niet of amper gestegen, de inkomsten verdriedubbeld of meer. Welke andere prijsmechanismen zijn dan ook mogelijk opdat geen overwinsten worden geboekt en alle producenten slechts hun productiekosten en een (kleine) marge krijgen?

Vroeger (vóór de liberalisering van de markt) was er het prijsmechanisme kostenplus. Er was een gemiddelde stroomprijs, gebaseerd op de productiekosten van de verschillende productietechnologieën, plus een marge. In dit systeem krijgt elke producent voldoende middelen voor zijn vaste en variabele kosten en er is geen probleem van *missing money*. Er is ook geen psychologisch effect waar de heer Jong het over had en dat we niet kunnen verhinderen zoals voor aandelenmarkten. Een zeer ruwe berekening leert dat de elektriciteitsprijs op de markt op slag zou halveren indien er nu een kostenplus prijs mechanisme zou worden toegepast. Er zijn ook andere prijsmechanismen denkbaar die een directe link hebben met de productiekosten van elektriciteit. Eén van de problemen van het mechanisme van *marginal pricing* is immers dat er geen link is met de reële productiekosten, waardoor sommige producenten overwinsten boeken.

marginal pricing est en effet qu'il n'est pas lié aux coûts réels de production, ce qui amène certains producteurs à réaliser des surprofits. L'ACER mène actuellement une étude sur des solutions alternatives. Que pense la CREG des mécanismes de prix alternatifs?

Sur le marché du gaz, le mécanisme de prix est celui de l'ajustement classique entre l'offre et la demande. Mais aujourd'hui, les échanges ont lieu davantage sur le marché à court terme, ce qui rend l'Union européenne plus vulnérable aux fluctuations de prix et à la spéculation. Autrefois, une plus grande partie du gaz naturel était achetée dans le cadre de contrats à long terme, ce qui garantissait des prix plus stables. Par sa confiance aveugle dans le marché, l'Union européenne a commencé ces dernières années à se fier davantage au marché à court terme, qui s'avère non fiable aujourd'hui. Ainsi, Gazprom respecte toujours ses obligations à long terme, mais a cessé de livrer du gaz sur le marché à court terme. Ce matin, le premier ministre De Croo a une nouvelle fois parlé de marchés hystériques, débridés et totalement irrationnels. La ministre Van der Straeten a également parlé de marchés totalement déconnectés de la réalité, puisqu'il n'y a actuellement aucune pénurie. Le marché libéralisé de l'énergie ne fonctionne donc pas, ou du moins pas de manière rationnelle. Qu'en pensent les intervenants?

Étude sur les surprofits

Dans son rapport, la CREG a calculé les surprofits des centrales nucléaires, mais les chiffres eux-mêmes n'ont pas été rendus publics. La ministre Van der Straeten aurait toutefois demandé que ces chiffres soient rendus publics en raison de leur grand intérêt pour la société. La CREG a annoncé qu'elle était toujours en pourparlers avec Engie Electrabel à ce propos. Pourtant, Engie Electrabel a elle-même indiqué dans ses comptes annuels le montant des surprofits qu'elle a réalisés avec les centrales nucléaires, soit un peu plus d'un milliard d'euros. La CREG publiera-t-elle ces données? Si oui, quand? Combien de surprofits les exploitants de centrales nucléaires réaliseront-ils au cours de la période 2021-2024?

M. Warmoes trouve étonnant que le seul résultat transmis par la CREG soit le pourcentage de la contribution de distribution sur différentes périodes à partir de l'année 2016. Il semble donc que les centrales nucléaires qui ne sont pas prolongées aient déjà payé une large contribution, mais c'est uniquement dû au fait qu'Electrabel a enregistré une importante perte comptable en 2018. Cette perte n'a en effet pas empêché Electrabel de verser un gros dividende à la société mère Engie quelques années plus tard. L'intervenant estime donc que la base de comparaison sur une période plus

ACER is bezig met een studie naar alternatieven. Hoe kijkt de CREG naar alternatieve prijsmechanismen?

In de gasmarkt is het prijsmechanisme dat van de gebruikelijke afstemming van vraag en aanbod. Maar vandaag wordt er veel meer gehandeld op de korte termijnmarkt, waardoor de Europese Unie kwetsbaarder is voor prijsfluctuaties en speculatie. Vroeger kocht men veel meer aardgas aan via lange termijncontracten, dat dus stabielere prijzen garandeerde. De Europese Unie is door een blind vertrouwen in de markt de laatste jaren veel meer beginnen vertrouwen op de korte termijnmarkt maar die blijkt nu niet betrouwbaar. Zo komt Gazprom tot op heden nog steeds zijn lange termijn verplichtingen na, maar is het gestopt met gas leveren op de korte termijnmarkt. Premier De Croo sprak deze ochtend opnieuw van hysterische, losgeslagen en totaal irrationele markten. Ook minister Van der Straeten sprak van markten die totaal los staan van de realiteit aangezien er momenteel geen schaarste is. De geliberaliseerde energiemarkt werkt dus niet, of alleszins niet rationeel. Hoe kijken de sprekers hiernaar?

Studie overwinsten

In haar verslag heeft de CREG de overwinsten van de kerncentrales berekend, maar de cijfers zelf werden niet publiek gemaakt. Minister Van der Straeten zou gevraagd hebben die cijfers toch publiek te maken gezien hun belangrijk maatschappelijk belang. De CREG gaf aan dat zij nog in onderhandeling is met Engie Electrabel over het publiek maken van die cijfers. Nochtans heeft Engie Electrabel in haar jaarrekening zelf aangegeven hoeveel extra winst ze gemaakt heeft met de kerncentrales, namelijk iets meer dan 1 miljard euro. Zal de CREG die gegevens vrijgeven? Zo ja, wanneer? Hoeveel overwinsten zullen de exploitanten van de kerncentrales boeken in de periode 2021-2024?

De heer Warmoes vindt het opmerkelijk dat het enige resultaat dat de CREG weergeeft het percentage is van de repartitiebijdrage over verschillende periodes vanaf het jaar 2016. Zo lijkt het dat de niet-verlengde kerncentrales al een grote bijdrage betaald hebben, maar dat is enkel omdat Electrabel in 2018 boekhoudkundig een groot verlies boekte. Dat verlies heeft immers Electrabel niet verhinderd om een paar jaar later wel een groot dividend uit te betalen aan moederbedrijf Engie. De spreker vindt de vergelijkingsbasis over een langere periode, waarin een groot verlies wordt meegenomen, dus niet correct.

longue, qui a connu une perte importante, n'est donc pas correcte. Il demande dès lors que le pourcentage soit indiqué par année. Au total, quelle est la part du bénéfice qui est écrémée pour 2021 ou 2022? Selon les propres calculs du bureau d'études du PVDA-PTB, elle n'est que d'environ 30 % pour les centrales nucléaires non prolongées, donc moins que le montant théorique légal de 38 %. Et ce chiffre n'inclut même pas les centrales nucléaires prolongées. Si l'on considère l'ensemble du parc nucléaire, la taxe nucléaire tombe en dessous de 21 %. Le mécanisme actuel de la taxe nucléaire est donc tout à fait insuffisant pour écrémer les surprofits des centrales nucléaires.

Si le gouvernement veut tenir sa promesse que "personne ne peut s'enrichir de cette crise", des interventions supplémentaires sont donc nécessaires. Quelles interventions la CREG envisage-t-elle pour garantir que personne ne s'enrichit? Comment peut-on écrémer les surprofits? Dans son rapport, la CREG écrit que le gouvernement peut décider d'une contribution exceptionnelle supplémentaire, comme c'est le cas en France par exemple. Comment la CREG envisage-t-elle cette contribution? Comment cela se passe-t-il en France? D'après M. Jong, cela s'est fait également en Espagne, mais avec peu de succès. Pourrait-il donner quelques explications à ce sujet?

Les surprofits des centrales à gaz existantes sont générés parce qu'il est plus rentable pour les centrales à gaz de revendre sur le marché du jour, au prix actuellement élevé du marché, le gaz naturel qu'elles avaient déjà acheté à bas prix. Ces surprofits ne résultent donc pas du mécanisme de prix sur le marché de l'électricité, mais de la spéculation sur le marché du gaz naturel. Comment pourrait-on enrayer ce phénomène et s'attaquer à ces surprofits?

La ministre Van der Straeten a également demandé une analyse concrète de cette situation pour chaque centrale. Où en est la CREG dans cette analyse? Est-ce le tableau qui est repris dans la diapositive 35 de la présentation de la CREG? Dans la négative, quand les résultats seront-ils communiqués, pour chaque cas concret? La CREG publiera-t-elle également le rapport contenant les calculs complémentaires?

En ce qui concerne les éoliennes offshore, M. Warmoes retient que les éoliennes qui bénéficient de subventions variables ne réalisent pas de surprofits, puisque leurs subventions diminuent. Mais alors, pourquoi les éoliennes offshore qui bénéficient de subventions fixes ne génèrent-elles pas de surprofits, puisque leurs coûts de production n'ont pas augmenté, alors que le prix de vente de leur électricité a été multiplié par trois ou quatre? N'est-il pas vrai que les surprofits des éoliennes offshore ne vont pas

Hij vraagt dan ook om het percentage per jaar weer te geven. Hoeveel van de winst wordt in totaal afgeroomd voor 2021 of 2022? Volgens eigen berekeningen van de studiedienst van PVDA-PTB is dat slechts circa 30 % voor de niet-verlengde kerncentrales, dus minder dan het theoretisch wettelijk bedrag van 38 %. En dan worden de verlengde kerncentrales niet eens meegenomen. Als men het volledige nucleaire park beschouwt, dan zakt de nucleaire taks onder de 21 %. Het huidig mechanisme van nucleaire taks volstaat dus absoluut niet voor het afromen van de overwinsten van de kerncentrales.

Als de regering haar belofte dat "niemand zich mag verrijken in deze crisis" wil nakomen, zijn dus bijkomende ingrepen nodig. Welke ingrepen ziet de CREG om ervoor te zorgen dat niemand zich verrijkt? Hoe kunnen de overwinsten afgeroomd worden? In haar verslag schrijft de CREG dat de regering kan beslissen tot een aanvullende uitzonderlijke bijdrage, zoals dat bijvoorbeeld het geval is in Frankrijk. Hoe ziet de CREG deze bijdrage? Hoe wordt dit in Frankrijk gedaan? Volgens de heer Jong gebeurde dit ook in Spanje, maar met weinig succes. Kan hij hierover wat meer uitleg geven?

De overwinsten van de bestaande gascentrales worden gegenereerd omdat het winstgevender is voor gascentrales om hun reeds aan lage prijs aangekochte aardgas door te verkopen op de dagmarkt aan de huidige hoge marktprijs. De oorzaak van deze overwinsten is dus niet het prijsmechanisme op de elektriciteitsmarkt maar speculatie op de aardgasmarkt. Hoe kan dit aan banden worden gelegd en kunnen deze overwinsten worden aangepakt?

Minister Van der Straeten vroeg ook om dit concreet te maken per centrale. Hoe ver staat de CREG in die analyse? Is dat de tabel op slide 35 van de presentatie van de CREG? Zo niet, wanneer zullen de resultaten per concreet geval worden bezorgd? Zal de CREG het verslag met de bijkomende berekeningen ook publiek maken?

Wat de offshore windmolens betreft, onthoudt de heer Warmoes dat de windmolens met variabele subsidies geen overwinsten maken aangezien hun subsidies verminderen. Maar waarom zijn er dan geen overwinsten bij de offshore windmolens met vaste subsidies, vermits hun productiekosten niet gestegen zijn, terwijl de verkoopsprijs voor hun elektriciteit wel maal 3 of 4 is gegaan? Is het niet zo dat de overwinsten van de offshore windmolens níet bij de exploitant zitten, maar bij

à l'exploitant, mais aux clients (fournisseurs, *traders*) de l'électricité offshore, puisque l'électricité produite par les éoliennes est vendue à un prix inférieur dans le cadre de contrats à long terme? Pourquoi la CREG pense-t-elle que ces clients ne réalisent pas de surprofits?

Enfin, la CREG semble faire une distinction entre les bénéfices exceptionnels (*windfall* profits) et les surprofits. Les surprofits sont assez souvent définis comme des bénéfices supérieurs à la normale. Les bénéfices exceptionnels sont définis comme des bénéfices réalisés par une entreprise à la suite d'un événement extérieur (comme par exemple le hasard, la modification du cadre réglementaire, etc.), donc sans que l'entreprise ait elle-même entrepris une action. La CREG donne l'exemple de la libéralisation et de la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires. Selon la CREG, y a-t-il une différence entre les deux? Dans cette crise énergétique, ne s'agit-il pas de bénéfices exceptionnels? Les centrales nucléaires ne doivent en effet entreprendre aucune action et s'enrichissent sans rien faire grâce à la hausse du prix du gaz, ce qui semble donc correspondre à la définition des bénéfices exceptionnels. Pourquoi la CREG fait-elle une distinction à cet égard et où se situe cette distinction?

Niveau de l'Union européenne et régulation des prix

L'Agence internationale de l'Énergie a calculé que l'Union européenne réalisera 200 milliards d'euros de surprofits cette année. Où se situeront ces surprofits? Uniquement dans le secteur de l'électricité, ou également dans le secteur du gaz? Et s'agit-il de profits réalisés uniquement par des multinationales européennes ou également par des multinationales non européennes?

Comment les surprofits peuvent-ils être écrémés au niveau européen? Les sociétés ou pays exportateurs de gaz (Gazprom, Equinor, Qatar, entreprises américaines) peuvent-ils être taxés? Le premier ministre De Croo a également parlé de l'introduction d'un prix maximum. Comment la CREG gèlerait-elle les prix?

Le gouvernement déclare attendre une initiative de la Commission européenne pour écrémer les surprofits. Mais la semaine dernière, la Commission européenne a précisément invité les États membres à en prendre eux-mêmes l'initiative. Les compétences fiscales relèvent en effet des États membres. Ce gouvernement refuse donc d'intervenir dans les surprofits et se cache derrière l'Union européenne. Quelles possibilités la CREG entrevoit-elle pour intervenir au niveau de l'Union européenne? L'Union européenne a-t-elle les compétences fiscales pour le faire?

de afnemers (leveranciers, traders) van de offshore elektriciteit, aangezien de stroom van de windmolens in lange termijncontracten verkocht wordt aan lagere prijs? Waarom denkt de CREG dat deze afnemers geen overwinsten maken?

Tot slot, lijkt de CREG een onderscheid te maken tussen *windfall profits* en overwinsten. Overwinsten worden nogal vaak omschreven als een meer dan normale winst. *Windfall profits* worden omschreven als een winst die een onderneming realiseert ten gevolge van een externe gebeurtenis (bijvoorbeeld: toeval, een wijziging van het regelgevend kader enzovoort), dus zonder dat ze daar zelf actie toe heeft ondernomen. De CREG geeft als voorbeeld de liberalisering en de levensduurverlenging van de kerncentrales. Is er volgens de CREG een verschil tussen beide? Is er in deze energiecrisis geen sprake van *windfall profits*? De kerncentrales moeten bijvoorbeeld zelf geen actie ondernemen en worden slapend rijk door de stijgende gasprijzen, dus dat lijkt aan de definitie van *windfall profits* te voldoen. Waarom maakt de CREG hierin een onderscheid en waar zit dat onderscheid dan?

EU-niveau en prijsregulering

Het Internationaal Energieagentschap schat dat er binnen de Europese Unie 200 miljard euro aan overwinsten geboekt worden dit jaar. Waar zitten deze overwinsten? Is dit enkel in de elektriciteitssector of ook in de gassector? En gaat dit enkel over de winsten voor Europese multinationals of ook niet-EU-multinationals?

Hoe kunnen de overwinsten op Europees niveau afgeroomd worden? Kunnen de gasexporterende bedrijven of landen (Gazprom, Equinor, Qatar, Amerikaanse ondernemingen) belast worden? Premier De Croo sprak ook over de invoering van een prijscap. Hoe zou de CREG de prijzen bevriezen?

De regering zegt dat ze wacht op een initiatief van de Europese Commissie voor het afromen van de overwinsten. Maar de Europese Commissie riep net vorige week de lidstaten op om zelf initiatief te nemen. De fiscale bevoegdheden liggen immers bij de lidstaten. Deze regering weigert dus om in te grijpen in de overwinsten en verstopt zich terug achter de Europese Unie. Welke mogelijkheden ziet de CREG om op EU-niveau in te grijpen? Heeft de Europese Unie daar fiscale bevoegdheden voor?

M. Christian Leysen (Open Vld) constate que la fixation des prix sur le marché de l'énergie est une matière complexe. Cependant, pour qu'un marché fonctionne bien, il faut que l'offre et la demande se rencontrent. Du côté de l'offre, il se demande si elle n'a pas été trop restreinte ou appauvrie? Quant à la demande, elle est difficile à ajuster à l'offre, car il n'est pas toujours possible de se déconnecter. Mais, si les prix sont beaucoup trop élevés, ne faudrait-il pas tenter de limiter la demande, soit structurellement, soit de manière conjoncturelle? On pourrait, par exemple, réduire le chauffage d'1°C (ce qui diminue la facture d'environ 7 %), éteindre les publicités lumineuses, ou limiter ses déplacements. Les autorités publiques ne devraient-elles pas communiquer plus clairement à ce sujet? L'orateur a aussi l'impression qu'on sous-estime la dimension temporelle des interventions des autorités et de leurs impacts.

Concernant la libéralisation, M. Leysen est convaincu que tous les marchés, mêmes ceux qui sont réglementés par les autorités publiques, peuvent être soumis à une certaine irrationalité psychologique, et aussi parfois à certaines formes de manipulation. Il estime également qu'on n'a pas suffisamment anticipé la transition vers des sources d'énergie neutre sur le plan climatique et la rapidité avec laquelle on devrait se passer des énergies fossiles.

L'intervenant se demande aussi si le fait que les plus grands stockages de gaz naturel qui se trouvent en Allemagne ne sont qu'à moitié remplis alors qu'ils l'étaient à 93 % les années précédentes ne pourrait pas indiquer qu'il y avait une intention d'influencer la situation de marché. Il est d'avis qu'il faudrait prévoir des garde-fous afin de couvrir les risques d'évolution des prix, tant à la hausse qu'à la baisse.

L'intervenant souligne que la réponse à ces problèmes ne peut être qu'européenne, tant en ce qui concerne la politique énergétique qu'en ce qui concerne l'adaptation du mécanisme de fixation des prix. Il se réjouit à cet égard du travail qu'ACER et que l'OCDE entreprennent à ce sujet.

Au slide 31 de la présentation de la CREG (voir annexe), il est question du fait que la marge bénéficiaire de Doel 3 s'arrête au 30 septembre 2022 et que la production totale est valorisée au *Belgian day ahead price*. Cela signifie-t-il que le prix moyen est calculé sur toute la période et non sur la durée de vie?

Au slide 37 de la présentation de la CREG (voir annexe), il est indiqué qu'il sera tenu compte de la rente de congestion qui est actuellement plus élevée pour la détermination des tarifs du réseau de distribution dans

De heer Christian Leysen (Open Vld) stelt vast dat de prijsbepaling op de energiemarkt een complexe aangelegenheid is. Nochtans kan een markt maar goed werken als vraag en aanbod op elkaar afgestemd zijn. Wat het aanbod betreft, vraagt hij zich af of het niet al te zeer werd ingeperkt of verschraald. De vraag, dan weer, kan moeilijk aan het aanbod worden aangepast omdat afkoppeling niet altijd mogelijk is. Maar als de prijzen veel te hoog zijn, moet dan niet worden getracht de vraag in te perken, hetzij structureel, hetzij conjunctureel? Waarom niet de verwarming een graad lager instellen (wat de factuur met 7 % doet dalen), lichtreclame uitschakelen of minder vaak de weg op gaan? Dient de overheid hieromtrent niet duidelijker te communiceren? Voorts heeft de spreker de indruk dat het tijdsaspect van het overheidsoptreden en de impact ervan onderschat worden.

Wat de liberalisering betreft, is de heer Leysen ervan overtuigd dat alle markten, ook die welke door de overheid gereguleerd worden, te maken kunnen krijgen met een zekere psychologische irrationaliteit en soms ook met bepaalde vormen van manipulatie. Ook vindt hij dat onvoldoende geanticipeerd is op de transitie naar klimaatneutrale energiebronnen en op de snelheid waarmee men zich van de fossiele energiebronnen zou moeten ontdoen.

De spreker wijst erop dat de grootste aardgasopslagplaatsen in Duitsland slechts voor de helft aangevuld zijn (tegenover 93 % de voorgaande jaren). Hij vraagt zich af of dat geen indicatie is dat men heeft getracht de marktsituatie te beïnvloeden. Volgens hem moet worden voorzien in vangnetten voor de risico's van zowel opwaartse als neerwaartse prijsevoluties.

De spreker benadrukt dat het antwoord op die vraagstukken hoe dan ook uit Europese hoek moet komen, zowel wat het energiebeleid als wat de aanpassing van het prijsbepalingsmechanisme betreft. In dit verband is hij ingenomen met het werk dat het ACER en de OESO thans leveren.

Op dia 31 van de CREG-presentatie (zie bijlage) wordt aangegeven dat er voor Doel 3 op 30 september 2022 niet langer sprake zal zijn van een winstmarge en dat de volledige productie gewaardeerd wordt tegen de *Belgian day ahead*-prijs. Betekent dit dat de gemiddelde prijs berekend wordt over de hele periode en niet over de levensduur?

Op dia 37 van de CREG-presentatie (zie bijlage) staat dat bij de bepaling van de transmissienettarieven de komende jaren rekening zal worden gehouden met de congestierente, die momenteel hoger ligt. Loopt Elia

les prochaines années. Elia est-elle exposée à certains risques de marché ou est-elle entièrement couverte, en raison du fait qu'elle pourrait répercuter l'ensemble de ses coûts sur ses clients?

Mme Marie-Christine Marghem (MR) constate que, actuellement, le marché européen de l'électricité est organisé de telle manière que les prix sont déterminés par la dernière centrale entrante qui, la plupart du temps, est une centrale à gaz. Une première crise due à la relance de l'économie, avec une contraction de l'offre par rapport à la demande, a eu lieu au moment de la sortie de la crise sanitaire. Elle rappelle que l'énergie est une matière vivante, non stockable et qui s'insinue naturellement dans tous les domaines de l'économie. Elle demande s'il faudrait réformer le marché européen de l'énergie, tel qu'il a été conçu au moment de la libéralisation, à la fin des années 1990 et au début des années 2000. Si oui, comment faudrait-il s'y prendre? Y a-t-il des pistes intéressantes dans les réflexions en cours au niveau européen, en matière de stockage, d'achat en grande quantité et de plafonnement des prix?

2. ***Réponses des invités***

M. Koen Locquet (CREG) apporte les réponses suivantes aux questions posées:

Court terme – long terme

Comme la Commission européenne, M. Locquet estime que dans ce débat, il faut distinguer le long terme du court terme.

À court terme, une réaction rapide, ciblée et efficace est nécessaire. En effet, l'enjeu est de taille pour les consommateurs d'énergie résidentiels, les entreprises et les budgets des États.

La Commission européenne a également déjà demandé à l'ACER de mener une première réflexion. Cette réflexion devrait être disponible à court terme.

La discussion fondamentale sur le modèle de marché de l'énergie concerne le long terme. Il n'est dès lors pas conseillé de remettre ce modèle en cause pendant une période de crise. Il serait donc préférable de mener ce débat lorsque le marché de l'énergie sera stabilisé.

Plusieurs régulateurs d'autres États membres de l'Union européenne demandent également une évaluation. Il n'est pas illogique que 25 ans après la libéralisation du marché européen de l'énergie (les premières directives datent de 1997), le modèle de marché actuel soit soumis à une évaluation.

bepaalde marktrisico's of blijft de beheerder helemaal buiten schot omdat hij alle kosten zou kunnen doorrekenen aan de klanten?

Mevrouw Marie-Christine Marghem (MR) stelt vast dat de Europese elektriciteitsmarkt thans zo is ingericht dat de prijzen worden bepaald door de centrale die er het laatst is bijgekomen – doorgaans een gascentrale. Een eerste crisis als gevolg van de opleving van de economie, waarbij het aanbod kromp ten opzichte van de vraag, deed zich voor op het ogenblik dat de gezondheidscrisis ten einde liep. Zij herinnert eraan dat energie levende, niet-opslagbare materie is, die op natuurlijke wijze doorsijpelt in alle domeinen van de economie. Zij vraagt of moet worden overgegaan tot een hervorming van de Europese energiemarkt zoals die eind de jaren 1990, begin de jaren 2000 werd uitgetekend op het ogenblik van de liberalisering. Zo ja, hoe zou men dan te werk moeten gaan? Vallen interessante denksporen te noteren in de Europese debatten over opslag, volumeaankoop en prijsbegrenzing?

2. ***Antwoorden van de gastsprekers***

De heer Koen Locquet (CREG) antwoordt als volgt op een aantal van de gestelde vragen:

Korte termijn – lange termijn

Zoals de Europese Commissie, is de heer Locquet van oordeel dat men in dit debat de lange en de korte termijn van elkaar moeten scheiden.

Op de korte termijn, is een snelle, doelgerichte en efficiënte reactie nodig. Er staat immers veel op het spel voor de residentiële energieconsumenten, de bedrijven, en de staatsbegrotingen.

Tevens heeft de Europese Commissie ook reeds gevraagd aan ACER om een eerste reflectie te maken. Deze reflectie zou op korte termijn beschikbaar moeten zijn.

De principiële discussie over het model van de energiemarkt betreft de lange termijn. Het is dan ook niet raadzaam om op een crisismoment dit model in vraag te stellen. Dit debat wordt dan ook het best gevoerd eens de energiemarkt in een rustiger vaarwater zal zijn terecht gekomen.

Ook verscheidene regulatoren van andere EU-lidstaten zijn vragende partij voor een evaluatie. Het is niet onlogisch dat, 25 jaar na de liberalisering van de Europese energiemarkt – de eerste richtlijnen dateren van 1997 – het huidige marktmodel aan een evaluatie zou worden onderworpen.

Si le modèle de marché a certainement ses mérites, il a aussi quelques défauts. Le monde de l'énergie a complètement changé ces dernières années, notamment en raison des normes climatiques et de la transition énergétique vers les énergies renouvelables. Dans les années nonante, lorsque le marché libéralisé de l'énergie a vu le jour, la transition énergétique n'était pas une priorité.

Gel des prix de l'énergie

L'article 122 du Traité de l'Union européenne stipule que:

"*1. Sans préjudice des autres procédures prévues par les traités, le Conseil, sur proposition de la Commission, peut décider, dans un esprit de solidarité entre les États membres, des mesures appropriées à la situation économique, en particulier si de graves difficultés surviennent dans l'approvisionnement en certains produits, notamment dans le domaine de l'énergie.*

2. Lorsqu'un État membre connaît des difficultés ou une menace sérieuse de graves difficultés en raison de catastrophes naturelles ou d'événements exceptionnels échappant à son contrôle, le Conseil, sur proposition de la Commission, peut accorder, sous certaines conditions, une assistance financière à l'État membre concerné. Le président du Conseil informe le Parlement européen de la décision prise."

En d'autres termes, il appartient au Conseil de décider des mesures à prendre sur proposition de la Commission européenne.

Dans une récente communication de la Commission européenne, il a été question de limiter éventuellement les prix de l'énergie.

Selon M. Locquet, il est préférable de prendre ces mesures au niveau européen. En effet, les mesures nationales pèsent déjà trop lourdement sur les budgets nationaux. En outre, il y aurait un risque de concurrence entre les États membres. Tous les États membres n'ont, par exemple, pas autant besoin d'importer du gaz. Une action coordonnée au niveau européen serait donc souhaitable.

Après une décision européenne, il appartient à la Commission européenne de discuter avec les pays exportateurs d'énergie. Réalistes ou pas, les prix sont si hauts que, même s'ils étaient réduits de moitié, ces pays exportateurs réaliseraient encore d'importants bénéfices. Cela aurait en outre pour avantage d'amener une plus

Hoewel het marktmodel zeker zijn verdiensten heeft, kent het ook enkele gebreken. De energiewereld is de laatste jaren volledig veranderd, onder meer door de klimaatnormen en de energietransitie naar hernieuwbare energie. In de jaren 90, bij het ontstaan van de geliberaliseerde energiemarkt, was de energietransitie geen prioriteit.

Bevriezing van energieprijzen

Artikel 122 van het EU-Verdrag bepaalt het volgende:

"*1. Onverminderd de overige procedures waarin de Verdragen voorzien, kan de Raad op voorstel van de Commissie in een geest van solidariteit tussen de lidstaten bij besluit de voor de economische situatie passende maatregelen vaststellen, met name indien zich bij de voorziening van bepaalde producten, in het bijzonder op energiegebied, ernstige moeilijkheden voordoen.*

2. In geval van moeilijkheden of ernstige dreiging van grote moeilijkheden in een lidstaat, die worden veroorzaakt door natuurrampen of buitengewone gebeurtenissen die deze lidstaat niet kan beheersen, kan de Raad op voorstel van de Commissie, onder bepaalde voorwaarden financiële bijstand van de Unie aan de betrokken lidstaat verlenen. De voorzitter van de Raad stelt het Europees Parlement van het genomen besluit in kennis."

Het is met andere woorden aan de Raad om op voorstel van de Europese Commissie te beslissen over de te nemen maatregelen.

In een recente communicatie van de Europese Commissie was er sprake van het eventueel limiteren van de energieprijzen.

Maatregelen in dit verband worden volgens de heer Locquet het best op Europees niveau genomen. Immers, nationale maatregelen bezwaren al te zeer de individuele begrotingen. Daarenboven bestaat dan ook het risico dat er concurrentie tussen lidstaten zou ontstaan. Niet alle lidstaten hebben eenzelfde nood aan invoer van gas bijvoorbeeld. Een gecoördineerd optreden op Europees niveau is dan ook wenselijk.

Na een Europese beslissing, is het aan de Europese Commissie om met de energie-exporterende landen te praten. Realistisch of niet, de prijzen zijn dermate hoog dat, zelfs ingeval van een halvering van de prijzen, deze exporterende landen nog steeds hoge winsten zullen maken. Bovendien is er het voordeel dat er meer stabiliteit

grande stabilité. Dans ce contexte, il serait peut-être préférable de conclure des contrats à moyen terme.

On ne peut pas simplement neutraliser la bourse européenne. En effet, il n'y aurait plus d'échanges. L'approvisionnement en énergie doit être garanti.

Conséquences pour le système d'échange ETS

Le système d'échange ETS ne relève pas de la compétence des régulateurs de l'énergie. L'Autorité européenne des marchés financiers (ESMA) a été chargée par la Commission européenne de mener une étude sur cette question. Le rapport de l'ESMA montre que rien d'anormal n'a été constaté. M. Locquet ne sait pas si l'ESMA continue d'étudier la question.

REMIT

À la question de savoir qui décide de confier des tâches supplémentaires aux régulateurs ou à l'ACER, M. Locquet répond que c'est à la Commission européenne de réglementer sur ce point: c'est prévu en effet dans le règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (*Regulation on Energy Mark*et *Integrity and Transparency*).

Transition énergétique

Pour la CREG, il est clair que l'Europe, et donc aussi chaque État membre, a tout intérêt à engager la transition énergétique le plus rapidement possible, notamment pour réduire la dépendance aux importations et pour atteindre les objectifs climatiques.

Stockage

La Commission européenne a chargé les États membres de veiller à ce que les stocks soient pleins à 90 % d'ici le 1er octobre 2022. En outre, l'Union européenne créerait une plateforme regroupant toutes les informations sur les réserves et les besoins des États membres. À terme, la possibilité pour l'Union européenne d'acheter du gaz pourrait également voir le jour.

Des actions individuelles menées par des États membres pour acheter des stocks pourraient influencer les prix du marché, et donc aussi les prix pour les consommateurs.

zou zijn. In dit verband verdient het wellicht de voorkeur om middellange termijncontracten af te sluiten.

Men kan niet zomaar de Europese beurs uitschakelen. Immers, zo zou er geen handel meer zijn. De energiebevoorrading moet gegarandeerd blijven.

Gevolgen voor de ETS-handel

De ETS-handel ressorteert niet onder de bevoegdheid van de energieregulatoren. De *European Security and Markets Authority* (ESMA) heeft de opdracht gekregen van de Europese Commissie hiernaar een onderzoek te verrichten. Uit het rapport van ESMA bleek dat er niets abnormaal werd vastgesteld. De heer Locquet weet niet of ESMA hierover nu nog verder onderzoek verricht.

REMIT

Op de vraag wie beslist ingeval van het toevertrouwen van bijkomende taken aan de regulatoren of aan ACER, antwoordt de heer Locquet dat het aan de Europese Commissie toekomt om ter zake regulerend op te treden: het betreft immers Verordening (EU) nr. 1227/2011 van het Europees Parlement en de Raad betreffende de integriteit en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie (*Regulation on Energy Mark*et *Integrity and Transparency).*

Energietransitie

Het is voor de CREG duidelijk dat Europa, en dus ook de individuele lidstaten, er alle belang bij hebben zo snel mogelijk werk te maken van de energietransitie, onder meer omwille van het streven naar meer importonafhankelijkheid en het behalen van de klimaatdoelstellingen.

Stockage

De Europese Commissie gaf de opdracht aan de lidstaten om ervoor te zorgen dat de stocks tegen 1 oktober 2022 voor 90 % zouden zijn gevuld. Bovendien zou de Europese Unie een platform creëren waarbij alle informatie over de reserves en de noden van de lidstaten zouden worden samengebracht. Op termijn zou ook de mogelijkheid kunnen worden gecreëerd dat de Europese Unie gas aankoopt.

Individuele acties van de lidstaten om stocks aan te kopen, zou de prijzen op de markt kunnen beïnvloeden, en dus ook de prijzen voor de consument.

Plan en dix points de l'AIE – 200 milliards de surprofits

M. Locquet déclare avoir pris connaissance du plan en dix points de l'AIE[1] qui vise à rendre l'Union européenne moins dépendante du gaz russe. Le point 6 de ce plan invite à prendre des mesures à court terme pour protéger les consommateurs vulnérables des prix élevés du gaz. Actuellement, les exportateurs de gaz réalisent quelque 200 milliards d'euros de surprofits. Ce montant devrait être écrémé pour financer des mesures visant à protéger les consommateurs d'énergie vulnérables. M. Jacquet donnera des précisions à ce sujet.

Changement de comportement et prix

Les prix peuvent en effet induire des changements de comportement. C'est particulièrement vrai pour les ménages. En comparant les chiffres de Fluxys sur la consommation industrielle entre janvier et février 2021 et janvier et février 2022, on observe une diminution de 10 %. C'est dû sans doute à la crise du COVID-19. de sorte que certaines lignes de production ont été temporairement mises à l'arrêt.

Contrats à long terme – Contrats à court terme

La Commission européenne préfère en effet les contrats à court terme. Elle a encouragé la suppression progressive des contrats à long terme et a constamment défendu cette politique depuis le début de la libéralisation du marché de l'énergie.

M. Laurent Jacquet (CREG) répond aux questions des membres de la manière suivante:

Gel des prix

La possibilité légale d'un gel des prix existe. Dans la loi électricité et dans la loi gaz, le ministre en charge de l'Économie peut fixer des prix maximaux pour certaines catégories de consommateurs. C'est notamment sur cette base que le tarif social est fixé.

La CREG a déjà mené certaines réflexions sur la possibilité de fixer un plafond de prix pour la fourniture d'électricité et de gaz aux ménages. Mais, c'est une matière complexe. Tout d'abord, il y aurait un manque à gagner à compenser dans le chef des fournisseurs, correspondant à la différence entre le prix d'approvisionnement sur le marché et le prix gelé pour le consommateur. En outre, dans le modèle qui devrait être développé, il y aurait beaucoup de choix à opérer.

[1] *https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas.*

Tienpunten plan IEA – 200 miljard overwinsten

De heer Locquet verklaart kennis genomen te hebben van het Tienpuntenplan van het IEA[1]om de Europese Unie minder afhankelijk te maken van het Russisch gas. In punt 6 van dit plan wordt opgeroepen om op korte termijn maatregelen te nemen om de kwetsbare consumenten te beschermen tegen hoge gasprijzen. Op vandaag wordt er door de gasexporteurs ongeveer 200 miljard euro overwinst gemaakt. Dit bedrag zou moeten kunnen worden afgeroomd om maatregelen te financieren ter bescherming van de kwetsbare energieconsumenten. De heer Jacquet zal hierover nader toelichting verstrekken.

Gedragsverandering en prijzen

Prijzen kunnen inderdaad gedragsveranderingen induceren. Dit geldt wellicht vooral voor de huishoudens. Op basis van een vergelijking van de cijfers van Fluxys over het verbruik door de industrie tussen januari en februari 2021 en januari en februari 2022 stelt men een daling vast van 10 %. Dit heeft wellicht te maken met de COVID-crisis, waardoor bepaalde productielijnen tijdelijk werden stilgelegd.

Lange termijncontracten – Korte termijncontracten

De Europese Commissie geeft inderdaad de voorkeur aan korte termijncontracten. Er werd aangedrongen op het afbouwen van de lange termijncontracten. Dit is constant Europees beleid geweest sedert het begin van de liberalisering van de energiemarkt.

De heer Laurent Jacquet (CREG) beantwoordt de vragen van de leden als volgt:

Bevriezing van de prijzen

Wettelijk is het mogelijk de prijzen te bevriezen. In zowel de elektriciteits- als de gaswet kan de voor Economie bevoegde minister voor bepaalde consumentencategorieën maximumprijzen vastleggen. Met name het sociaal tarief werd op die grondslag ingevoerd.

De CREG heeft zich inmiddels al beraden over de mogelijkheid van een prijsbegrenzing voor de levering van gas en elektriciteit aan de huishoudens. Het betreft evenwel een complexe oefening. In de eerste plaats zou er sprake zijn van een jegens de leveranciers te compenseren winstderving, die overeenstemt met het verschil tussen de marktaanvoerprijs en de voor de consument bevroren prijs. Bovendien zouden in het te ontwikkelen model veel keuzes moeten worden gemaakt. Onder

[1] *https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas.*

Il faudrait notamment déterminer le niveau auquel le prix serait fixé. Par ailleurs, il faut tenir compte du fait qu'il existe une multitude de contrats sur le marché, allant du moins cher au plus cher. À titre d'exemple, ce mois-ci, pour l'électricité, les contrats vont d'environ 700 euros à environ 1 350 euros. Il y a également des contrats fixes et des contrats variables, ayant aussi des durées différentes. Enfin, il faut tenir compte du fait qu'un certain nombre de personnes change de contrat. Fixer un plafond de prix est donc possible, mais c'est compliqué à mettre en œuvre, car il y a beaucoup d'hypothèses à envisager et donc beaucoup de simulations à effectuer. En outre, cela pourrait coûter cher à l'État si c'est lui qui compense les fournisseurs.

Windfall profits, bénéfices exceptionnels et surprofits

L'intervenant indique tout d'abord que la CREG apportera des précisions sur cette terminologie dans la réponse qu'elle fournira à la ministre pour la fin du mois de mars 2022.

Concernant les surprofits possibles au niveau de l'éolien offshore, la CREG dispose des contrats (*Power Purchase Agreement*) entre les parcs éoliens et les acheteurs de leur production électrique. Après examen, elle en conclut que, jusque fin 2023, il n'y a pas de surprofits. Pour les années ultérieures, il faudra refaire les calculs, puisque les prix de marché sont supérieurs à ceux qui ont été pris en compte dans les contrats jusqu'à présent.

Au niveau du nucléaire, la CREG étudie actuellement la possibilité d'une taxation des surprofits. Une analyse juridique est en cours. Pour avoir une vue complète, cette analyse doit tenir compte des conventions qui ont été conclues entre le gouvernement et l'exploitant nucléaire, mais aussi des lois qui ont été adoptées à ce sujet. La CREG espère pouvoir fournir une réponse à la ministre d'ici à la fin du mois de mars 2022.

Les chiffres des surprofits au niveau du nucléaire n'ont pas été publiés car ils ont été calculés sur la base des données fournies par l'exploitant. Des contacts sont en cours avec l'exploitant pour tenter d'aboutir à une publication, mais, à ce jour, il n'est pas encore possible de confirmer qu'elle pourra avoir lieu.

En ce qui concerne le calcul des bénéfices et des taxes possibles, M. Jacquet précise qu'il ne peut pas se prononcer sur les chiffres avancés par le service

meer zou moeten worden uitgemaakt op welk niveau de prijs zou worden vergrendeld. Voorts moet ermee rekening worden gehouden dat op de markt een breed scala van contracten bestaat, het ene al goedkoper of duurder dan het ander. Bij wijze van voorbeeld: de elektriciteitscontracten gaan deze maand van ongeveer 700 euro tot ongeveer 1 350 euro. Ook hebben de contracten vaste dan wel variabele tarieven en kan ook de looptijd verschillen. Tot slot moet er rekening mee worden gehouden dat sommigen al eens van contract veranderen. Hoewel een prijsbegrenzing mogelijk is, is ze moeilijk in de praktijk te brengen omdat met veel scenario's rekening moet worden gehouden en er dus veel simulaties moeten worden uitgevoerd. Ingeval het bovendien aan de Staat zou zijn de leveranciers te compenseren, dan zou de rekening voor de overheid heel hoog kunnen uitvallen.

Windfall profits, uitzonderlijke winst en overwinst

Vooreerst geeft de spreker aan dat de CREG deze termen zal uitklaren in het antwoord dat zij de minister tegen eind maart 2022 zal bezorgen.

Aangaande mogelijke overwinst inzake offshorewindenergie beschikt de CREG over contracten (*Power Purchase Agreement*) tussen de windmolenparken en de afnemers van de aldaar opgewekte elektriciteit. Na analyse besluit zij dat er tot eind 2023 geen overwinst zal zijn. Voor de jaren daarna zullen de berekeningen opnieuw moeten worden gemaakt omdat de marktprijzen hoger zullen zijn dan die welke tot dusver in de contracten in aanmerking zijn genomen.

In verband met kernenergie bestudeert de CREG thans de mogelijkheid van een overwinstheffing. Een en ander wordt juridisch getoetst. Om een totaalbeeld te verkrijgen, moet bij die analyse rekening worden gehouden met de overeenkomsten die de regering en de kernexploitant gesloten hebben, maar ook met de wetten die ter zake zijn aangenomen. De CREG hoopt de minister tegen eind maart 2022 een antwoord te kunnen geven.

De cijfers met betrekking tot de overwinst inzake kernenergie werden niet gepubliceerd omdat ze berekend werden op basis van door de exploitant aangereikte data. Met de exploitant worden contacten gelegd met het oog op publicatie, maar vooralsnog kan niet worden bevestigd dat een bekendmaking er ook daadwerkelijk zal komen.

Aangaande de berekening van de winsten en de mogelijke heffingen kan de heer Jacquet zich niet uitspreken over de cijfers die de aangehaalde studiedienst

d'étude cité. Il souligne que, au niveau de la CREG, les calculs effectués le sont sur la base de la législation existante. Il précise aussi que la CREG calcule la marge de l'exploitant, en calculant la différence entre les recettes (volume réellement constaté, multiplié par le prix) et les coûts. La CREG tient également compte du *carry forward*, c'est-à-dire du fait que les contributions de répartition payées en trop les années précédentes sont décomptées des contributions de répartition des années suivantes, conformément à la législation en vigueur.

L'orateur répond à M. Leysen que, pour Doel 3, le prix Belpex (*day ahead*) est appliqué pour l'année 2022, et non pour les périodes précédentes.

En ce qui concerne les rentes de congestion perçues par Elia, cela fait partie d'un processus qui est bien régulé par la CREG. Les rentes de congestion apparaissent à la suite des différences de prix importantes observées entre différents pays. Cela génère des revenus pour Elia. Dans la méthodologie tarifaire, il est décrit de manière détaillée comment ces rentes de congestion sont affectées aux tarifs et profitent donc aux consommateurs. L'effet n'est effectivement pas immédiat. Il y a un décalage de quelques années, mais c'est conforme à la méthodologie tarifaire.

Gaz naturel liquéfié

La Belgique a la chance de bénéficier du terminal méthanier de Zeebrugge géré par Fluxys, et où des investissements importants ont été réalisés ces dernières années qui ont conduit à une augmentation de la capacité. C'est une bonne nouvelle, si on veut aller vers des sources d'approvisionnement alternatives à la Russie. Il s'agit en outre d'un des rares terminaux régulés au niveau européen. En Allemagne, il n'y a pas encore de terminaux méthaniers, de sorte que l'approvisionnement en gaz est exclusivement assuré par des gazoducs en provenance de Russie. À présent, l'Allemagne souhaite développer deux projets de terminaux méthaniers, mais cela prendra plusieurs années.

Au niveau du stockage de gaz naturel en Belgique, le niveau du stockage de Loenhout était très bon cet hiver, ce qui est le fruit de la régulation dynamique qui a été développée entre Fluxys et la CREG (tarifs et volumes de remplissage).

Préfinancement du tarif social

Pour le gaz, le tarif social représente environ 20 % du tarif moyen payé par un ménage. Pour l'électricité, c'est 40 %. Le tarif social permet donc à environ un million

naar voren schuift. Hij benadrukt dat bij de CREG de berekeningen worden uitgevoerd op basis van de bestaande wetgeving. Ook preciseert hij dat de CREG de marge van de exploitant berekent aan de hand van het verschil tussen de ontvangsten (werkelijk vastgesteld volume, vermenigvuldigd met de prijs) en de kosten. Voorts houdt de CREG rekening met de *carry forward*: het teveel aan tijdens de voorgaande jaren betaalde repartitiebijdragen wordt in mindering gebracht op de repartitiebijdragen van de volgende jaren, conform de vigerende wetgeving.

De spreker antwoordt aan de heer Leysen dat, wat Doel 3 betreft, de Belpex-prijs (*day ahead*) wordt toegepast voor het jaar 2022, maar niet voor de voorgaande perioden.

De door Elia geïnde congestierente maakt deel uit van een proces dat behoorlijk wordt geregeld door de CREG. De congestierente ontstaat ten gevolge van grote prijsverschillen tussen diverse landen. Dat leidt tot inkomsten voor Elia. In de tariefmethodologie wordt gedetailleerd beschreven hoe die rente wordt verrekend in de tarieven en dus de consumenten ten goede komt. Het effect grijpt inderdaad niet onmiddellijk plaats, maar met een vertraging van enkele jaren; dat is echter in overeenstemming met de tariefmethodologie.

Vloeibaar aardgas

Ons land heeft het geluk gebruik te kunnen maken van de door Fluxys beheerde methaantankerterminal van Zeebrugge; daarin werd de jongste jaren aanzienlijk geïnvesteerd, waardoor de capaciteit is toegenomen. Dat is goed nieuws nu men andere voorzieningsbronnen wil aanboren als alternatief voor Rusland. Het betreft bovendien een van de weinige terminals die op Europees niveau zijn gereglementeerd. In Duitsland zijn er nog geen methaantankerterminals, waardoor de gasbevoorrading uitsluitend verloopt via gaspijpleidingen vanuit Rusland. Thans wil Duitsland twee gastankerterminals bouwen, maar dat zal meerdere jaren vergen.

Wat de opslag van aardgas in België betreft, was het opslagniveau te Loenhout deze winter uiterst goed. Dat is het resultaat van de dynamische regeling die Fluxys en de CREG samen hebben uitgewerkt (tarieven en vulvolumes).

Prefinanciering van het sociaal tarief

Het sociaal gastarief bedraagt ongeveer 20 % van het gemiddelde tarief dat een gezin betaalt. Voor elektriciteit is dat 40 %. Dankzij het sociaal tarief hebben

de ménages belges précaires de bénéficier d'un prix bas. Vu le plafonnement du tarif social, l'écart avec le prix de marché représente un coût pour les fournisseurs. La CREG a collaboré avec le gouvernement afin de pouvoir verser des avances aux fournisseurs: 88 millions d'euros ont été versés en avril 2021 et 100 millions d'euros en décembre 2021. Il est en outre prévu de verser encore 208 millions ce mois de mars 2022 et 279 millions au mois d'avril 2022.

M. Andreas Tirez (CREG) répond, à son tour, aux membres de la manière suivante:

Alternatives au système de prix marginal

Les alternatives au système de prix marginal sont actuellement étudiées par ACER. Un premier rapport provisoire a été émis fin 2021, dans lequel il est appelé à maintenir ce système de formation des prix, en raison du fait que les alternatives qui sont proposées ne sont pas évidentes à mettre en œuvre. Un second rapport est attendu dans le courant du mois d'avril 2022.

Même s'il convient d'attendre les conclusions de ce second rapport, la conclusion du premier rapport rejoint en grande partie les analyses effectuées par la CREG. Ainsi, dans un système qui serait basé sur le coût moyen, quel prix se verra attribué à la production de technologies qui se situent au-dessus de ce coût moyen? Dans un système *cost-plus*, qui était celui en vigueur avant la libéralisation, il faut parvenir à avoir une vue sur le coût total de chaque unité de production, auquel on ajoute alors une certaine marge. Ce système pose un problème d'information asymétrique, car il est difficile d'obtenir une vue précise du coût total. En outre, les acteurs du marché ont alors intérêt à augmenter les coûts. Un tel système *cost-plus* est donc possible, mais, si l'on opte pour un tel système, il ne faudrait pas perdre de vue ces inconvénients.

Actuellement, le coût du CO_2 fait effectivement souvent partie intégrante du coût de l'électricité, en raison du fait que les unités de production au gaz ou au charbon sont souvent les unités de production marginales, et, à ce titre, déterminent donc souvent le prix de l'électricité. Si ce n'était pas le cas, cela constituerait un dysfonctionnement du marché, car les émissions de CO_2 ont un effet négatif qui doit être pris en compte dans la fixation du prix. La prise en compte du coût du CO_2 constitue en outre un signal prix intéressant, en direction de la transition énergétique et de l'économie d'énergie. Elle permet enfin une allocation efficace des moyens.

ongeveer één miljoen kwetsbare Belgische gezinnen recht op een lage prijs. Aangezien met betrekking tot het sociaal tarief een bovengrens wordt gehanteerd, leidt de kloof met de marktprijs tot kosten voor de leveranciers. De CREG heeft samengewerkt met de regering om de leveranciers voorschotten te kunnen storten; in april 2021 werd aldus 88 miljoen euro overgemaakt en in december 2021 een bedrag van 100 miljoen euro. Bovendien is het de bedoeling om in maart 2022 nog eens 208 miljoen euro over te maken, alsook 279 miljoen euro in april 2022.

De heer Andreas Tirez (CREG) verstrekt de leden de onderstaande antwoorden.

Alternatieven voor het systeem van de marginale prijs

De alternatieven voor het systeem van de marginale prijs worden momenteel onderzocht door het ACER. Een eerste voorlopig verslag werd eind 2021 uitgebracht; daarin wordt aanbevolen om dat prijszettingssysteem te behouden, omdat de tenuitvoerlegging van de voorgestelde alternatieven lastig is. In de loop van april 2022 wordt een tweede verslag verwacht.

Hoewel de conclusies van dat tweede verslag moeten worden afgewacht, valt de conclusie van het eerste verslag in grote mate samen met de door de CREG uitgevoerde analyses. Wat zou in een op de gemiddelde kosten gebaseerde methode immers de prijszetting zijn voor de productie met technologieën die duurder uitvallen dan die gemiddelde prijs? In een *cost-plus*systeem, zoals vóór de liberalisering de regel was, moet men zicht krijgen op de totale kosten van elke productie-eenheid, waarbij een bepaalde marge wordt geteld. In dat systeem vormt de asymmetrische informatietoegang het probleem, want het is moeilijk om een nauwkeurig beeld van de totale kosten te krijgen. Bovendien hebben de marktspelers er in dat geval belang bij de kosten te doen stijgen. Een *cost-plus*systeem is dus mogelijk, maar bij de keuze ervoor mogen die nadelen niet uit het oog worden verloren.

Momenteel maken de CO_2-kosten inderdaad vaak integraal deel uit van de elektriciteitsprijs, aangezien de gas- of steenkoolcentrales in veel gevallen de marginale productie-eenheden zijn en derhalve dikwijls een doorslaggevende invloed op de elektriciteitsprijs hebben. Indien zulks niet het geval zou zijn, zou de markt slecht werken, want de CO_2-uitstoot heeft een negatieve weerslag die in de prijszetting moet worden weerspiegeld. Het feit dat rekening wordt gehouden met de CO_2-kosten, vormt bovendien een interessant prijssignaal dat aanzet tot energietransitie en energiebesparing. Tot slot kunnen aldus doeltreffend middelen worden toegewezen.

Si on voulait supprimer, même temporairement, le système de prix marginal, il faudrait que cette mesure soit prise au niveau européen, car la fixation des prix a lieu au niveau de la zone CWE et qu'il existe un impact important d'un pays sur un autre pays. Il est d'ailleurs prévu que la zone CWE soit élargie dans les prochains mois à une série de pays d'Europe de l'Est. Le système est conçu de telle sorte qu'il n'y ait d'importation vers un pays que si ça augmente la prospérité au niveau européen. Il existe donc une sorte d'algorithme qui calcule l'importation et l'exportation afin d'arriver à la prospérité maximale sur la base des offres des acteurs de marché.

Fixation des prix sur le marché forward

D'autres orateurs ont souligné que le marché spot est le marché le plus liquide et est une des pièces centrales du marché de l'électricité et du gaz. Il a, en revanche, moins été question de la fixation des prix sur le marché forward. Un prix forward peut être vu comme une évaluation du prix spot attendu, auquel on rajoute une prime de risque positive ou négative. Ce prix attendu est basé une multitude de scénarios différents (ex.: quantité de vent ou de soleil, nombre de centrales indisponibles, etc.) auxquels peut être attachée une certaine probabilité. Ainsi, des capacités éoliennes supplémentaires peuvent avoir une impact à la baisse sur le prix forward (en moyenne).

La liquidité sur les bourses à long terme en Belgique est faible. Mais ça ne signifie pas pour autant que la fixation du prix se déroule mal. En effet, on constate que les tendances qu'on observe sur les bourses à long terme en Belgique sont fortement corrélées avec ce qui se passe dans les autres pays où les bourses à long terme sont plus liquides. En outre, le niveau des prix *forward* en Belgique se situe souvent un peu plus bas que dans les pays voisins.

Introduction d'un prix plafond

M. Jacquet a évoqué un tel mécanisme sur le marché retail, mais qui implique le paiement d'une compensation. Il peut également être envisagé de plafonner les prix sur le marché de gros, en prévoyant, par exemple, que toutes les transactions d'importation de gaz qui dépassent un certain prix ne peuvent pas avoir lieu. Une telle mesure peut certainement être envisagée si on estime que le marché ne fonctionne plus de manière rationnelle et qu'il y a une forme de panique. Mais, dans ce cas, il faudra bien réfléchir à quel niveau fixer ce prix maximum. S'il est trop haut, l'impact risque d'être faible, mais la perturbation du marché sera limitée, dans le sens où le manque d'offre par rapport à la demande

Indien men het systeem van de marginale prijs zou willen afschaffen of opschorten, zou dat op Europees niveau moeten gebeuren, want de prijszetting vindt plaats op het niveau van de CWE-zone en wat in het ene land gebeurt, heeft grote weerslag op een ander land. Het is trouwens de bedoeling dat de CWE-zone in de komende maanden wordt uitgebreid met een aantal Oost-Europese landen. Het systeem is zo ontworpen dat er alleen invoer in een land plaatsvindt wanneer zulks de welvaart op Europees vlak vergroot. Er wordt dus gebruik gemaakt van een soort algoritme dat de invoer en de uitvoer berekent, teneinde op basis van de aanbiedingen van de marktspelers de grootst mogelijke welvaart tot stand te brengen.

Prijszetting op de forwardmarkt

Andere sprekers hebben beklemtoond dat de spotmarkt de meest liquide is en een van de centrale elementen van de elektriciteits- en gasmarkt vormt. Er is daarentegen minder gesproken over de prijszetting op de forwardmarkt. Een forwardprijs kan worden beschouwd als een inschatting van de verwachte prijs op de spotmarkt, vermeerderd met een positieve of negatieve risicopremie. Die verwachte prijs is gebaseerd op een groot aantal verschillende scenario's (bijvoorbeeld de hoeveelheid wind of zon, het aantal onbeschikbare centrales enzovoort), waaraan een bepaalde waarschijnlijkheid kan worden toegekend. Zo kan bijkomende windmolencapaciteit leiden tot een lagere (gemiddelde) forwardprijs.

De liquiditeit op de langetermijnbeurzen in België is klein, maar dat betekent niet dat de prijszetting slecht functioneert. De tendensen op de langetermijnbeurzen in België hangen immers nauw samen met de gebeurtenissen in de andere landen, waar de langetermijnbeurzen meer liquide zijn. Bovendien zijn de forwardprijzen in België vaak iets lager dan in de buurlanden.

Instelling van een prijsplafond

De heer Jacquet heeft een dergelijke regeling op de kleinhandelsmarkt vermeld, maar die gaat gepaard met de betaling van een compensatie. Men zou ook kunnen overwegen om de prijzen op de groothandelsmarkt te begrenzen, bijvoorbeeld door te bepalen dat alle gasinvoertransacties boven een bepaald prijsniveau niet mogen plaatsgrijpen. Een dergelijke maatregel kan beslist worden overwogen indien men van oordeel is dat de markt niet langer rationeel functioneert en dat er een zekere paniek ontstaat. In dat geval moet evenwel goed worden nagedacht over het niveau waarop die maximumprijs wordt vastgelegd. Indien die prijs te hoog is, dreigt de weerslag bescheiden te zijn, maar blijft de

sera limité. Par contre, plus ce prix maximum sera bas, plus il y aura un manque. Il faut donc tenter de fixer le prix maximum en trouvant le point d'équilibre et aussi voir comment allouer le manque. C'est également une mesure qui devrait être prise au niveau européen et non au seul niveau belge.

Libéralisation et contrats à long terme

L'intervenant confirme les propos de M. Locquet concernant les contrats à long terme. Au début de la libéralisation, on a voulu casser ces contrats qui profitaient aux grandes entreprises monopolistiques, afin d'ouvrir le marché. On peut effectivement se poser la question si cette tendance à entraver les contrats à long terme est encore pertinente actuellement, vu le changement de contexte.

Scarcity pricing

Il s'agit d'un mécanisme qui ne joue pas sur le marché *day ahead* ou *intra day*, mais sur le marché d'équilibrage. Il s'agit de fixer un prix, pas seulement sur l'énergie, mais aussi sur le système. On donne un prix aux réserves nécessaires pour maintenir le système en équilibre. La CREG est convaincue que cela mène à un mécanisme de prix efficient. Mais, ce mécanisme fonctionne dans le contexte du système de prix marginal, de sorte que, si on décidait de s'écarter de ce système, il faudrait également revoir le mécanisme de *scarcity pricing*. En Belgique, mais également dans d'autres pays, les régulateurs examinent la possibilité d'introduire un mécanisme *stop-loss*. Un tel mécanisme permettrait, si on constate très souvent des prix très élevés, de fixer un nombre d'heures où le prix maximum peut être atteint.

Importation de GNL

L'intervenant revient ensuite sur la question de l'augmentation et de la diversification de l'importation de GNL. Le fait que le marché européen se trouve en concurrence avec le marché asiatique et que les capacités de liquéfaction et de transport du GNL sont limitées, font en sorte que l'importation de GNL est plus chère que l'importation actuelle par gazoduc. Il est en revanche difficile de quantifier précisément cette différence à brève échéance.

Stockage de gaz naturel

M. Tirez précise que la Belgique dispose d'une capacité de stockage de gaz naturel de 8-9 TWh à Loenhout.

marktverstoring beperkt aangezien het aanbodtekort ten opzichte van de vraag klein blijft. Hoe lager die maximumprijs echter zal zijn, hoe groter ook het tekort wordt. Men moet dus proberen om bij het bepalen van de maximumprijs het evenwichtspunt te vinden en bovendien nagaan hoe het tekort kan worden opgevangen. Ook dat is een maatregel die op Europees niveau zou moeten worden genomen, dus niet louter binnen België.

Liberalisering en langetermijncontracten

De spreker bevestigt wat de heer Locquet heeft gezegd over de langetermijncontracten. Bij het begin van de liberalisering wilde men af van die contracten die de grote monopolistische bedrijven ten goede kwamen, om de markt te openen. Men kan zich inderdaad de vraag stellen of die neiging om langlopende contracten in de weg te staan thans nog relevant is, gelet op de veranderde context.

Scarcity pricing

Het betreft een mechanisme dat zich niet in de *day-ahead*markt of in de *intraday*markt, maar in de evenwichtsmarkt afspeelt. Er wordt niet alleen een prijs vastgelegd voor de energie, maar ook voor het systeem. Zodoende wordt een prijs bepaald voor de nodige reserves om het systeem in evenwicht te houden. De CREG is ervan overtuigd dat zulks tot een efficiënt prijsmechanisme leidt. Er zij echter op gewezen dat dit mechanisme werkt volgens de logica van de marginale kostprijs. Mocht zulks worden losgelaten, dan moet ook het *scarcity pricing*mechanisme worden herbekeken. In België, maar ook in andere landen, onderzoeken de regulatoren de mogelijkheid om een *stop-loss*mechanisme in te voeren. Een dergelijk mechanisme zou het mogelijk maken om, wanneer men vaak met erg hoge prijzen te maken krijgt, een bepaald aantal uren vast te leggen tijdens welke de maximumprijs mag worden bereikt.

De invoer van LNG

Vervolgens gaat de spreker in op de idee om meer LNG in te voeren en die invoer te diversifiëren. Door de concurrentie tussen de Europese markt en de Aziatische markt en door de beperkte mogelijkheden qua vloeibaarmaking en transport van LNG, is de invoer van LNG thans duurder dan de invoer via gasleidingen. Het is echter moeilijk om dit verschil op korte termijn precies te kwantificeren.

De opslag van aardgas

De heer Tirez verduidelijkt dat België in Loenhout een aardgasopslagcapaciteit heeft van 8-9 TWh. Dat is

Cela correspond à environ 5 % de la consommation annuelle de gaz naturel en Belgique (environ 190 TWh). Il s'agit donc d'un stockage très limité en comparaison avec celui d'autres pays européens.

Coûts fixes des centrales à gaz

Les centrales à gaz sont souvent marginales, cela signifie qu'elles récupèrent seulement leurs coûts marginaux, mais pas leurs coûts fixes. Cela donne lieu à du *missing money*, c'est-à-dire qu'il n'y a pas assez d'argent sur ce marché. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'on a mis en place un mécanisme de rémunération de la capacité. À présent que ces centrales à gaz enregistrent des bénéfices exceptionnels, on peut effectivement se poser la question s'il n'y aurait pas lieu d'envisager qu'une partie de ces bénéfices soient reversés à l'État, en cas de participation de ces centrales au mécanisme de rémunération de la capacité.

Données REMIT

En ce qui concerne l'idée d'anticiper quels fournisseurs pourraient rencontrer des problèmes financiers, sur la base des données REMIT, M. Tirez indique que la CREG pourrait réaliser ce genre d'étude, mais qu'il s'agit d'un travail difficile. Il faudrait en outre vérifier dans quelle mesure les données REMIT qui sont actuellement collectées pour dépister d'éventuelles manipulations de marché, se prêteraient à ce genre d'étude.

Bénéfices exceptionnels des centrales à gaz

Le gaz et le CO_2 sont achetés sur le marché à long terme, 1, 2 ou 3 ans à l'avance. En même temps, la production attendue d'électricité de la centrale à gaz est vendue sur le marché *forward*. Ensuite, en temps réel (*day ahead*), le propriétaire de la centrale à gaz décide s'il produit ou non cette électricité. En effet, si produire cette électricité avec du gaz est plus cher que les alternatives existantes, cela signifie que le gaz est plus rare que l'électricité. Dans ce cas, il vaut mieux mettre la centrale à l'arrêt et revendre le gaz. M. Tirez signale que la CREG communiquera son analyse des bénéfices exceptionnels des centrales à gaz à la ministre pour la fin du mois de mars 2022.

M. Marc van den Bosch (FEBEG) répond aux questions de la manière suivante:

Renouvelable

L'électricité d'origine renouvelable a des coûts marginaux faibles, mais repose sur des investissements lourds qui nécessitent une certaine visibilité à long terme (10-20 ans). Cette électricité est donc aussi vendue à

ongeveer 5 % van het jaarlijks aardgasverbruik in ons land (ongeveer 190 TWh). In vergelijking met de andere Europese landen is de opslagcapaciteit dus erg beperkt.

Vaste kosten van de gascentrales

Gascentrales zijn vaak zogenaamde "marginale" centrales, wat betekent dat ze alleen hun marginale kosten terugverdienen maar niet hun vaste kosten. Daardoor ontstaat *missing money*. Er is met andere woorden onvoldoende geld in deze markt. Overigens is net daarom een capaciteitsvergoedingsmechanisme ingevoerd. Thans boeken die gascentrales uitzonderlijke winsten en kan inderdaad de vraag worden gesteld of een deel daarvan niet naar de Staat zou moeten terugvloeien, wanneer die centrales deel uitmaken van het capaciteitsvergoedingsmechanisme.

REMIT-gegevens

Inzake de idee om op grond van de REMIT-gegevens te voorspellen welke leveranciers financiële problemen zouden kunnen krijgen, antwoordt de heer Tirez dat de CREG dergelijke studies zou kunnen uitvoeren, maar dat zulks niet eenvoudig is. Voorts zou moeten worden nagegaan in hoeverre de thans verzamelde REMIT-gegevens om mogelijke marktmanipulaties op te sporen, zich lenen tot een dergelijk onderzoek.

Uitzonderlijke winsten van de gascentrales

Gas en CO_2 worden op de langetermijnmarkt ingekocht: 1, 2 of 3 jaar op voorhand. Tegelijkertijd wordt de verwachte elektriciteitsproductie van de gascentrale op de *forward*markt verkocht. Vervolgens beslist de eigenaar van de gascentrale in realtime (*day ahead*) of hij die elektriciteit al dan niet produceert. Indien blijkt dat die elektriciteit produceren met gas duurder is dan de bestaande alternatieven, betekent dit dat het gas zeldzamer is dan elektriciteit. In dat geval wordt de centrale beter stopgezet en het gas opnieuw verkocht. De heer Tirez wijst erop dat de CREG haar analyse van de uitzonderlijke winsten van de gascentrales tegen eind maart 2022 aan de minister zal meedelen.

De heer Marc van den Bosch (FEBEG) geeft de volgende antwoorden:

Hernieuwbare energie

Elektriciteit uit hernieuwbare bronnen gaat met lage marginale kosten gepaard, maar berust op zware investeringen die een bepaalde zichtbaarheid op lange termijn vereisen (10-20 jaar). Die elektriciteit wordt dus ook op

l'avance, avec la difficulté qu'on ne sait bien sûr pas à l'avance combien de vent il y aura au moment où il faudra la fournir. Cela signifie que les producteurs d'électricité d'origine renouvelable doivent pouvoir compléter leur production avec une centrale à gaz. Dans ce cas, ils peuvent être confrontés à la difficulté de devoir acheter le gaz et le CO_2 chers, alors qu'ils sont tenus de vendre leur électricité moins cher, au prix qui avait été convenu à l'avance. Il n'y a donc pas nécessairement de grands bénéfices chez les producteurs d'électricité d'origine renouvelable.

Plafonnement des prix du gaz

L'idée d'un plafonnement des prix du gaz circule actuellement, notamment chez Eurelectric. D'après ce qu'en comprend M. Van den Bosch, il s'agirait de fixer un plafond de prix et de financer la différence en plus à l'aide d'un fonds européen, afin qu'on ne se retrouve pas dans une situation où il y aurait moins d'offre sur le marché européen. Car, si l'offre diminue, ça risquerait de faire encore grimper les prix. L'avantage d'un tel système est de permettre au reste de marché de continuer à fonctionner normalement.

Contrats à court et à long terme

L'intervenant souligne que les contrats à court et à long terme ont chacun leurs avantages et leurs inconvénients. Ainsi, dans les années 1970, on a beaucoup investi (en construisant le Methania) pour importer du gaz algérien. À ce moment, c'était une bonne décision. Mais, après, on a vu l'offre de gaz augmenter et les prix baisser, ce qui rendait les contrats conclus à long terme moins intéressants. Plus récemment, la Belgique ayant décidé de diminuer rapidement le gaz basse calorie (gaz L), plusieurs membres belges de la FEBEG ont des difficultés à résilier des contrats à long terme (jusqu'en 2030) avec les Pays-Bas.

M. van den Bosch estime qu'il existe une tendance sur les marchés européens à privilégier les contrats à court terme. C'est logique car, comme on peut le voir sur le marché *day ahead*, il y a un effet de la journée. Ainsi, en journée, lorsque le soleil brille, les prix sont bien moindre que le soir. Cet effet peut être intéressant pour piloter la production dans le cadre de la transition énergétique. Si, dans quelques années, on a 20 GW de panneaux solaires et 6-7-8 GW d'éoliennes, il faudra un signal prix pour soit stocker, soit fabriquer de l'hydrogène, soit gérer la demande, etc. En d'autres termes, le court terme permet de donner un signal prix, ce qui est intéressant pour piloter le système dans un contexte de transition énergétique.

voorhand verkocht, met de moeilijkheid dat natuurlijk niet vooraf geweten is hoeveel wind er zal zijn wanneer die nodig is om elektriciteit te produceren. Zulks betekent dat de producenten van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen hun productie moeten kunnen aanvullen met een gascentrale. In dat geval zouden ze ermee te maken kunnen krijgen dat ze gas en CO_2 duur moeten kopen, terwijl ze hun elektriciteit goedkoper moeten verkopen, tegen de prijs die vooraf was overeengekomen. Er zijn dus niet per se grote winsten voor de producenten van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen.

Maximumprijzen voor gas

Met name Eurelectric speelt met de idee van maximumprijzen voor gas. Voor zover de heer Van den Bosch heeft begrepen, zou het gaan om een maximumprijs waarbij het gedeelte boven die prijs wordt gefinancierd met een Europees fonds, opdat een situatie met minder aanbod op de Europese markt wordt voorkomen. Het spreekt voor zich dat een gering aanbod de prijzen voort dreigt op te drijven. Het voordeel van een dergelijk systeem is dat de normale werking van de rest van de markt wordt gewaarborgd.

Korte- en langetermijncontracten

De spreker wijst erop dat de korte- en langetermijncontracten elk hun voor- en nadelen hebben. Zo werd in de jaren 1970 veel geïnvesteerd (men denke aan de tanker Methania) om vloeibaar Algerijns aardgas in te voeren. Dat was destijds een goede beslissing. Daarna steeg het aanbod van gas en daalden de prijzen, waardoor de langetermijncontracten minder interessant werden. Nog recenter, na de Belgische beslissing om snel de omschakeling van laagcalorisch gas (L-gas) naar rijk gas te maken, zijn verschillende Belgische FEBEG-leden moeilijkheden beginnen te ondervinden om de langetermijncontracten (tot 2030) met Nederland te beëindigen.

Volgens de heer Van den Bosch bestaat op de Europese markten de neiging om de voorkeur te geven aan kortetermijncontracten. Dat is logisch: uit de *day-ahead*markt blijkt dat er een verschil is per dag. Als overdag de zon volop schijnt, zijn de prijzen veel lager dan 's avonds. Dat verschil kan interessant zijn om de productie te sturen bij de energietransitie. Indien over enkele jaren 20 GW uit zonnepanelen en 6-7-8 GW uit windturbines beschikbaar zou zijn, dan zal een prijssignaal nodig zijn om waterstof op te slaan dan wel te produceren, of om de vraag te beheren enzovoort. Met andere woorden: dankzij de korte termijn kan een prijssignaal worden gegeven, wat interessant is om het systeem te sturen tegen de achtergrond van de energietransitie.

Scarcity pricing

M. van den Bosch comprend le raisonnement de M. Tirez à ce sujet, mais ne partage pas son point de vue. Du côté des membres de la FEBEG, on constate que le déséquilibre a fortement augmenté et que le risque est devenu beaucoup plus grand. Il y a donc une demande d'aplanir cela.

Situation des fournisseurs

La FEBEG a fait réaliser une étude des marges bénéficiaires des fournisseurs par Sia Partners. Il en ressort que la marge moyenne de ces dernières années est de moins de 1 %. Quant au risque de non-paiement et de créances douteuses, il s'agit en moyenne de 60-70 % de la marge d'EBIT des fournisseurs. Lorsque, en outre, on voit, ces dernières semaines, une augmentation de 20-60 % des demandes de facilités de paiement, le montant des factures impayées risque de devenir plus grand que la marge d'EBIT des fournisseurs. Dans un tel contexte, un blocage des prix serait dramatique pour les fournisseurs, car cela ferait augmenter considérablement le risque de faillite. Il souligne que la Belgique a un marché diversifié et n'est donc pas dans la même situation que la France où il y a un acteur dominant.

Prix dynamiques

Vu l'obligation européenne (transposée en droit belge) de proposer des contrats dynamiques, on pourrait s'inspirer de ce qui a été fait aux Pays-Bas où la fédération sectorielle concernée a mis en ligne un site web afin d'offrir aux clients qui s'inscrivent une information transparente sur les prix. L'orateur établit un parallèle avec ce qui se fait déjà dans les banques où les investissements proposés diffèrent suivant le profil de risque des clients et où les clients doivent d'abord prouver qu'ils ont une connaissance suffisante des produits d'investissements concernés. En matière d'énergie, il y a des contrats fixes, des contrats variables et des contrats dynamiques. Chacun a ses propres avantages et inconvénients. Le client doit en être conscient et doit être suffisamment informé à ce sujet afin de pouvoir prendre une décision en connaissance de cause.

Surprofits

M. van den Bosch souligne que le rapport de la CREG ne portera pas sur les coûts totaux d'une installation, ni même sur les bénéfices d'une installation, mais uniquement sur sa marge opérationnelle. Il ajoute que, lorsque l'on compare le prix du marché (prix *day ahead* mensuel moyen) et le coût moyen de production, on constate que ce dernier a rarement été couvert par

Scarcity pricing

De heer van den Bosch begrijpt de redenering ter zake van de heer Tirez maar deelt zijn standpunt niet. De FEBEG-leden stellen vast dat de onbalans sterk is toegenomen en dat het risico veel groter is geworden. Vandaar het verzoek om de balans te herstellen.

Situatie van de leveranciers

FEBEG heeft Sia Partners de opdracht gegeven een studie te voeren over de winstmarges van de leveranciers; Daaruit blijkt dat de gemiddelde marge van de afgelopen jaren minder dan 1 % bedraagt. Het risico op niet-betaling en op dubieuze vorderingen behelst gemiddeld 60 à 70 % van de EBIT-marge van de leveranciers. Bovendien ziet men de laatste weken het aantal aanvragen voor betalingsfaciliteiten toenemen met 20 à 60 %, waardoor het bedrag van de onbetaalde facturen veel groter dreigt te worden dan de EBIT-marge van de leveranciers. In een dergelijke context zou een prijsblokkering voor de leveranciers dramatisch zijn, aangezien dat het risico op een faillissement fors zou doen toenemen. Hij onderstreept dat België een gediversifieerde markt heeft en zich dus niet in dezelfde situatie bevindt als Frankrijk, dat een dominante speler heeft.

Dynamische prijzen

Gezien de Europese verplichting (die in Belgisch recht is omgezet) om dynamische contracten aan te bieden, zou men inspiratie kunnen halen uit Nederland, waar de betrokken sectorfederatie een website online heeft geplaatst om klanten met een account transparante prijsinformatie aan te bieden. De spreker maakt de vergelijking met wat reeds bij banken gebeurt: voorgestelde investeringen verschillen naargelang van het risicoprofiel van de klanten en die dienen vooraf te bewijzen dat ze over een toereikende kennis van de betrokken investeringsproducten beschikken. Voor energie zijn er vaste contracten, variabele contracten en dynamische contracten. Elk type contract heeft zijn voordelen en nadelen. De klant dient zich daarvan bewust te zijn en moet voldoende geïnformeerd zijn opdat hij met kennis van zaken een beslissing kan nemen.

Overwinsten

De heer van den Bosch onderstreept dat het CREG-rapport niet zal gaan over de totale kosten van een installatie, zelfs niet over de winsten die dankzij een installatie mogelijk zijn; enkel de operationele marge zal erin aan bod komen. Hij voegt eraan toe dat, wanneer men de marktprijs (de gemiddelde maandelijkse *day-ahead*prijs) en de gemiddelde productiekosten vergelijkt,

le prix du marché au cours des 10 dernières années. À présent qu'il y aurait des profits, on veut les taxer, mais va-t-on aussi compenser le manque à gagner du passé? L'intervenant fait aussi remarquer que l'analyse effectuée par la CREG est théorique. En réalité, on ne sait pas bien si les entreprises utilisent le *hedging* de la même manière, car c'est aussi en fonction de l'appétit au risque de chaque entreprise. En outre, il existe de multiples systèmes différents: chaque centrale à gaz n'est pas nécessairement propriétaire de son gaz; certains acteurs agissent, par exemple, pour compte de tiers. La détermination de l'existence éventuelle de surprofits n'est donc pas un calcul facile à effectuer.

M. Dieter Jong (expert indépendant) répond aux questions de la manière suivante:

Taxation des surprofits en Espagne

En Espagne, la taxation des surprofits n'a pas été un succès. Dans un premier temps, les autorités espagnoles ont essayé de raboter les surprofits des producteurs d'électricité qui n'utilisent pas de combustibles fossiles, à savoir les parcs éoliens. Pour ce faire, ils ont voulu taxer le bénéfice qui dépassait d'un prix maximum, calculé sur la base d'un prix du gaz de 20 euros/MWh, augmenté du prix du CO_2. Cela a suscité beaucoup de discussions. Une première difficulté résidait dans le fait que de nombreuses unités de production avaient conclu des contrats à long terme et qu'il fallait donc retirer les contrats à long terme, avant de calculer le bénéfice réalisé qui dépassait le prix maximum fixé par les autorités. Une deuxième difficulté résidait dans le fait qu'un acteur intégré verticalement qui ne disposait pas de contrat à tarif fixe, s'est considéré comme discriminé. Il a donc fallu adapter la législation. Ensuite, les autorités ont constaté que la production des unités qui risquaient de dépasser le bénéfice maximum autorisé étaient arrêtées. Il n'était en outre pas tenu compte du fait que le prix du gaz varie selon qu'on est en journée ou la nuit. Au bout du compte, il ne restait pratiquement aucun bénéfice à taxer.

Modèle français

Le modèle français avec l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) fonctionne. Mais, ce n'est possible que parce que EDF est obligé d'acter des pertes pour plusieurs milliards d'euros, pertes qu'EDF ne parviendra bien sûr pas à récupérer.

men vaststelt dat de jongste 10 jaar de marktprijs de productiekosten maar zelden heeft gedekt. Nu er winst zou worden geboekt, wil men die belasten; maar gaat men ook de in het verleden misgelopen bedragen compenseren? De spreker merkt tevens op dat de CREG een theoretische analyse heeft gemaakt. In de feiten weet men niet goed of ondernemingen *hedging* op dezelfde manier gebruiken, aangezien dat tevens afhangt van de risicozin van elke onderneming. Bovendien bestaan er veel verschillende systemen: elke gascentrale is niet noodzakelijk eigenaar van het gas dat ze produceert, zo handelen sommige actoren voor rekening van derden. Men kan dus niet zo eenvoudig berekenen of er eventuele overwinsten zijn.

De heer Dieter Jong (onafhankelijk expert) beantwoordt de vragen en volgt daarbij de volgende structuur:

Belasting van de overwinsten in Spanje

In Spanje is het belasten van de overwinsten geen succes gebleken. In een eerste fase heeft de Spaanse overheid een poging gedaan de overwinsten af te romen van de windmolenparken, dus van de elektriciteitsproducenten die geen fossiele brandstoffen gebruiken. Het was de bedoeling om de winst die een maximumbedrag overschreed, te belasten. Die maximumprijs werd berekend op basis van een gasprijs van 20 euro/MWh, waar de CO_2-prijs aan werd toegevoegd. Dat heeft aanleiding gegeven tot veel discussie. Een eerste moeilijkheid lag in het feit dat veel productie-eenheden contracten op lange termijn hadden gesloten en dat men bijgevolg abstractie diende te maken van de langetermijncontracten vooraleer men de gemaakte winst bovenop het door de overheid vastgestelde maximumbedrag kon berekenen. Een tweede moeilijkheid lag in het feit dat een verticaal geïntegreerde operator die geen contract met een vast tarief aanbood, zich benadeeld voelde. Men heeft de wetgeving bijgevolg moeten aanpassen. Vervolgens hebben de overheden vastgesteld dat men afzag van productie wanneer de maximum toegestane winst dreigde te worden overschreden. Bovendien werd geen rekening gehouden met het feit dat voor gas met een dag- en een nachttarief wordt gewerkt. Op het einde van de rit bleef haast geen belastbare winst meer over.

Frans model

Het Franse model waarbij men gebruik maakt van *l'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique* (ARENH) werkt, maar dit is enkel mogelijk omdat EDF verplicht is er de verliezen bij te nemen. Het spreekt voor zich dat EDF die verliezen, die verscheidene miljarden euro's bedragen, niet zal kunnen recupereren.

M. Laurent Jacquet (CREG) ajoute que, au niveau des contrats à prix fixes, la CREG dispose de chiffres qui datent de septembre 2021. Pour les ménages et les PME, il y a environ 2/3 de contrats à prix fixes. Le prochain reporting des fournisseurs sera basé sur les contrats de mars 2022. On devrait donc disposer des données et les avoir analysées pour fin avril ou début mai 2022. Il sera intéressant d'observer dans quel sens évolue la part des contrats à prix fixes. Il est possible qu'il y ait une diminution, vu qu'il y a moins de fournisseurs qui proposent des contrats à prix fixes. Mais, il est aussi possible qu'il y ait une augmentation, si, vu les prix élevés des contrats à prix variables, les consommateurs se tournent davantage vers les contrats à prix fixes.

M. Dieter Jong (expert indépendant) poursuit ses réponses:

Taxation des marges des opérateurs

La plupart des contrats pour des clients résidentiels sont basés sur la même formule. On n'observe pas d'augmentation de la marge des fournisseurs. Sur le marché résidentiel, on compte sur une marge brute de 20 à 150 euros par an par client. La marge de 20 euros se situe généralement au niveau des produits d'appel, alors que la marge de 150 euros se situe plutôt au niveau des contrats dormants. Avec une facture annuelle moyenne d'environ 1 000 euros et un pourcentage d'impayé d'environ 3 %, une marge brute de 20 euros ne permet même pas de couvrir les factures impayées. Ces produits d'appel contribuent donc négativement à l'EBIT des fournisseurs.

Dans l'éolien offshore, l'unité de production est souvent financée à l'aide de *Power Purchase Agreements* (PPA) à long terme (souvent 10-15 ans). Dans ce type de contrat, l'acheteur utilise souvent une stratégie appelée *stack and roll*, laquelle consiste à vendre l'intégralité du volume du PPA dans des produits qui sont déjà disponibles sur le marché. On vend donc nettement plus de volume sur le marché que ce qui va être effectivement produit pas les éoliennes. La partie dont on pense qu'elle ne sera pas produite par les éoliennes va être chaque année rachetée, puis revendue. Ce faisant, on part du présupposé que les 3 prix sur le marché de l'énergie vont se comporter de la même façon. Avec cette stratégie, si les prix ont augmenté et qu'on fait donc une perte sur ce qu'on doit racheter, on fait alors un bénéfice sur la revente du surplus d'énergie pour l'année suivante. En pratique, on vend pour 2023 plus que ce qu'on a, on rachète fin 2022, début 2023, et on revend en 2024. Si les prix augmentent de la même manière, la perte d'un

De heer Laurent Jacquet (CREG) voegt eraan toe dat de CREG met betrekking tot contracten met vaste tarieven over cijfers van september 2021 beschikt. Ongeveer twee derde van de gezinnen en kmo's hebben contracten met vaste tarieven. De leveranciers zullen zich voor hun volgende rapportage baseren op de contracten van maart 2022. De CREG zou bijgevolg binnenkort over die gegevens moeten beschikken en ze tegen eind april of begin mei 2022 hebben geanalyseerd. Het zal interessant zijn om te zien in welke richting het aantal contracten met vaste tarieven evolueert. Het is mogelijk dat ze in aantal zullen afnemen, aangezien ze door minder leveranciers worden aangeboden. Maar ook een stijging van het aantal vastetariefcontracten is mogelijk, indien de consument zich wegens de hoge prijzen van de contracten met variabele tarieven meer tot die eerste aangetrokken voelt.

De heer Dieter Jong (onafhankelijk expert) gaat verder met zijn antwoorden op de gestelde vragen:

Belasting van de winstmarges van de operatoren

De meeste contracten voor huishoudelijke afnemers zijn op dezelfde formule geschoeid. De marge van de leveranciers lijkt niet te vergroten. Op de markt van de huishoudelijke afnemers gaat men uit van een brutowinstmarge van 20 tot 150 euro per klant per jaar. De marge van 20 euro is doorgaans van toepassing op speciale aanbiedingen; die van 150 euro betreft veeleer slapende contracten. Met een jaarlijkse gemiddelde factuur van ongeveer 1 000 euro en een percentage onbetaalde facturen van ongeveer 3 % volstaat een brutomarge van 20 euro zelfs niet om de onbetaalde facturen te dekken. Die speciale aanbiedingen gaan bijgevolg ten koste van de EBIT van de leveranciers.

Bij offshorewindenergie wordt de productie-eenheid vaak via de *Power Purchase Agreements* (PPA) gefinancierd op lange termijn (veelal tien tot vijftien jaar). Bij een dergelijk contract maakt de koper veelal gebruik van de zogenaamde *stack and roll*-strategie, die inhoudt dat het volledige PPA-volume aan reeds op de markt beschikbare producten wordt verkocht. Op de markt wordt dus een veel groter volume verkocht dan wat de windmolens effectief zullen produceren. Het aandeel waarvan men denkt dat het niet door de windmolens zal worden geproduceerd, wordt dan elk jaar overgekocht en vervolgens weer doorverkocht. Daarbij gaat men uit van de veronderstelling dat de drie prijzen op de energiemarkt zich gelijkaardig zullen gedragen. Bij die strategie is het zo dat wanneer de prijzen zijn gestegen en men dus verlies maakt op het aandeel dat men moet overkopen, er winst wordt gemaakt op de doorverkoop van het energieoverschot voor het volgende jaar. In de praktijk komt het erop neer dat men voor 2023 meer

côté est compensée par un bénéfice de l'autre côté. C'est cependant une méthode de *hedging* assez grossière et qui présente certains inconvénients. On voit d'ailleurs que, au cours des 3 dernières années, les prix ne se comportent pas exactement de la même manière. On constate que l'année qui suit est généralement plus volatile que les 2 à 3 années suivantes. De nombreux acheteurs se sont plaints car le vent a rapporté environ 20 % de moins que prévu en 2021. Ils ont donc dû racheter plus que prévu dans un marché dont les prix montent. En principe, ils devraient pouvoir revendre à un prix très élevé. Mais, ce n'est pas le cas, car la panique diminue la liquidité, de sorte qu'il est difficile de vendre des volumes importants.

Plafonnement des prix

Concernant une possible intervention conjoncturelle, l'idée de fixer un prix maximum aura pour conséquence de priver certains clients de volumes. Dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement et d'un contrôle des prix, certains clients pourraient réduire leurs volumes. Avec les compteurs digitaux, il est parfaitement possible de réduire la puissance à distance. Or, avec 1 kW, on peut pratiquement tout faire (travailler, regarder la TV), sauf cuisiner. Donc, dans des circonstances exceptionnelles, il est possible d'intervenir.

Alternatives au marginal pricing

M. Jong revient sur la question des alternatives éventuelles au système actuel. Même s'il a conscience que c'est difficile à entendre dans les circonstances actuelles, il affirme que la théorie économique est très claire quant au fait qu'il n'y a rien de mieux que le système de prix marginal dans un environnement de marché qui fonctionne bien. Il estime qu'il y a en revanche deux défauts dans la conception actuelle du marché européen de l'énergie. Premièrement, on compte sur un marché du gaz où, en réalité, il y a une concentration énorme auprès d'un acteur (200 millions de m³ de gaz sur les 450 millions consommés en Europe proviennent de Russie). Or, dans un système de prix marginal, il est difficile d'avoir un prix juste si près de 50 % du volume provient d'un seul acteur. Deuxièmement, il n'existe aucune élasticité de prix du côté de la demande. La courbe de la demande est constituée de centrales qui rachètent leur production et non pas d'industries ou de consommateurs qui déconnecteraient. Cela est dû au paquet de mesures de protection du consommateur

verkoopt dan wat men heeft; dat deel koopt men vervolgens eind 2022, begin 2023 opnieuw over, waarna men het in 2024 doorverkoopt. Indien de prijzen in dezelfde mate stijgen, wordt het verlies dat men aan de ene kant lijdt aan de andere kant gecompenseerd. Het gaat hierbij echter om een vrij grove vorm van *hedging* die bovendien bepaalde nadelen heeft. Overigens is het zo dat de prijzen zich de afgelopen drie jaar niet op exact dezelfde manier hebben gedragen. Het eerstvolgende jaar is doorgaans volatieler dan de twee of drie daaropvolgende jaren. Veel kopers hebben hun beklag gedaan omdat windenergie in 2021 ongeveer 20 % minder heeft opgeleverd dan voorspeld. Ze hebben dus een groter aandeel moeten terugkopen op een markt met stijgende prijzen. In principe zouden ze ook tegen een heel hoge prijs moeten kunnen doorverkopen. Dat is echter niet het geval aangezien de paniek tot gevolg heeft dat de liquiditeit afneemt, waardoor grote volumes moeilijker verkocht raken.

Prijsbegrenzing

Wat een eventuele conjuncturele interventie betreft, zal het vastleggen van een maximumprijs tot gevolg hebben dat bepaalde klanten geen volumes meer zullen kunnen krijgen. In het licht van de bevoorradingszekerheid en het toezicht op de prijzen zouden bepaalde klanten kunnen beslissen hun volumes te verminderen. Met digitale meters is het perfect mogelijk het vermogen van op afstand te verminderen. Met 1kW kan men echter bijna alles doen (werken, tv-kijken), behalve koken. In uitzonderlijke omstandigheden kan er dus worden ingegrepen.

Alternatieven voor marginal pricing

De heer Jong gaat in op de vraag over de eventuele alternatieven voor het huidige stelsel. Hij beseft dat het in de huidige omstandigheden moeilijk te begrijpen valt, maar wijst erop dat de economische theorie heel duidelijk aantoont dat er in een goedwerkende marktomgeving geen beter stelsel is dan *marginal pricing*. De spreker is daarentegen wel van oordeel dat de huidige Europese energiemarkt twee tekortkomingen heeft. Ten eerste rekent men op een gasmarkt die in werkelijkheid wordt gekenmerkt door een enorme concentratie bij één speler (van de 450 miljoen m³ gas die in Europa wordt verbruikt, komt 200 miljoen uit Rusland). Bij *marginal pricing* kan echter moeilijk een correcte prijs worden verkregen als vrijwel de helft van het volume van een enkele speler afkomstig is. Ten tweede is er aan de vraagzijde geen sprake van prijselasticiteit. De vraagcurve wordt bepaald door centrales die hun productie overkopen en niet door ondernemingen of consumenten die zouden afschakelen. Dat is een gevolg van een pakket maatregelen die de consument beschermen tegen prijsschommelingen op

qui protège le consommateur des variations de prix du marché de gros. Or, si la demande ne réagit pas à ce qu'il se passe, on est face à un gros problème. L'intervenant souligne la différence avec le carburant, pour lequel on observe une diminution de la demande, lorsque les prix à la pompe deviennent trop élevés. C'est la raison pour laquelle l'Union européenne promeut les contrats dynamiques et une plus grande exposition des consommateurs au marché de gros. La technologie pour gérer la demande existe, mais les contrats sur lesquels une telle technologie pourrait être déployée n'existent pas encore.

3. ***Répliques***

M. Bert Wollants (N-VA) revient tout d'abord sur la question du CO_2. Il comprend la logique qui sous-tend le système actuel, mais il pense qu'on est en train d'évoluer vers un système où cette logique ne pourra plus être d'application. Ainsi, si pour une production totale de 10 000 MWh d'électricité, 1/10e (1 000 MWh) est produit à partir d'une centrale à gaz, le coût CO_2 de ces 1 000 MWh devrait s'élever à 40 000 euros (100 euros/tonnes CO_2 x 400 tonnes CO_2). Or, dans le système actuel, on ne paierait pas 40 000 euros, mais bien 400 000 euros pour le CO_2. On peut dès lors se poser la question de savoir comment les acteurs du marché vont réagir dans un cas pareil. Ainsi, si la centrale à gaz décide d'acheter de l'hydrogène vert bon marché en provenance du sultanat d'Oman pour produire ses 1 000 MWh d'électricité, les 9 000 MW d'autres capacités verront leurs revenus diminuer, ce qui n'est pas logique. En réalité, dans le système actuel, pour compenser des émissions de CO_2 qui ne coûtent que 40 000 euros, la société dans son ensemble paie 400 000 euros. Veut-on garder ce système, alors qu'il y aura probablement encore des centrales à combustible fossiles en activité jusqu'à la fin des années 2040, ne fût-ce que pour une petite partie de la capacité nécessaire? Si on maintient ce système, même celui qui chargerait sa voiture électrique avec de l'électricité produite à 90 % à partir de sources non fossiles, devra payer le coût du CO_2 sur la totalité de l'électricité utilisée, sous prétexte qu'il y a, par exemple, encore une centrale à gaz active. L'intervenant ne plaide pas pour se débarrasser du système actuel de coût du CO_2 du jour au lendemain, mais il estime qu'il faudra réfléchir à ce qu'on veut vraiment. Il faut aussi réfléchir à l'étape suivante, à savoir celle où il ne faudra plus payer de coût du CO_2 en raison du fait qu'il y aura suffisamment de capacités non fossiles. Or, il faut veiller à ce que ces capacités puissent être rentables, ce qui ne sera pas le cas si leur rentabilité dépend du coût du CO_2.

M. Wollants revient aussi sur la question des contrats dynamiques. Il estime que tout le monde n'a pas vocation de groothandelsmarkt. Als de vraag echter niet op de gebeurtenissen reageert, rijst een ernstig probleem. De spreker benadrukt het verschil met brandstof, waarvan de vraag daalt wanneer de prijzen aan de pomp te hoog zijn. Om die reden promoot de Europese Unie dynamische contracten en een grotere blootstelling van de consumenten aan de groothandelsmarkt. De technologie om de vraag te beheren is voorhanden, maar er bestaan nog geen contracten op basis waarvan een dergelijke technologie zou kunnen worden toegepast.

3. ***Replieken***

De heer Bert Wollants (N-VA) reageert vooreerst op het vraagstuk over de CO_2. Hij begrijpt de logica achter het huidige stelsel, maar denkt dat er een evolutie aan de gang is naar een stelsel waarbij die logica niet langer zou kunnen worden toegepast. Indien van een totale elektriciteitsproductie van 10 000 MWh een tiende (1 000 MWh) wordt geproduceerd via een gascentrale, dan zouden de CO_2-kosten van die 1 000 MWh 40 000 euro moeten bedragen (100 euro/ton CO_2 x 400 ton CO_2). In het huidige stelsel zou men dan geen 40 000, maar 400 000 euro betalen voor de CO_2. Men kan zich dan ook de vraag stellen hoe de marktspelers in een dergelijke situatie zullen reageren. Indien de gascentrale beslist om voor de productie van die 1 000 MWh aan elektriciteit goedkope groene waterstof uit het Sultanaat Oman te kopen, dan zal die overige capaciteit van 9 000 MWh minder inkomsten genereren, wat niet logisch is. In het huidige stelsel zal de gehele samenleving in feite 400 000 euro betalen ter compensatie van een CO_2-uitstoot die slechts 40 000 euro kost. Wil men dat stelsel behouden terwijl er wellicht nog tot het einde van de jaren 2040 centrales met fossiele brandstof actief zullen zijn, al was het maar voor een klein deel van de nodige capaciteit? Indien dat stelsel wordt behouden, zou zelfs degene die zijn elektrische wagen oplaadt met elektriciteit die voor 90 % uit niet-fossiele bronnen wordt opgewekt, de CO_2-kosten moeten betalen voor alle elektriciteit die hij gebruikt, zogezegd omdat er bijvoorbeeld nog een gascentrale actief is. De spreker pleit er niet voor het huidige stelsel van de CO2-kosten van de ene op de andere dag overboord te gooien, maar vindt wel dat men moet nadenken over wat men echt wil. Er moet ook worden nagedacht over de volgende fase, namelijk die waarbij men niet langer CO_2-kosten moet betalen omdat men over voldoende niet-fossiele capaciteit zal beschikken. Men moet er echter wel op toezien dat die capaciteit rendabel kan zijn; dat zal immers niet het geval zijn indien die rendabiliteit afhangt van de CO_2-kosten.

De heer Wollants haakt ook in op het vraagstuk van de dynamische contracten. Volgens hem koestert niet

à devenir un trader en énergie. Il existe certes une frange de la population qui pourrait être intéressée, mais ça ne concerne pas plus de 0,5 % de la population. Or, il est important que le reste de la population soit impliqué pour rendre le marché plus dynamique. L'intervenant considère qu'il faut éviter l'écueil qui consisterait à imiter ce qui se fait en matière d'instruments financiers, où les gens doivent lire, répondre à des questionnaires et signer des nombreux documents qui attestent de leur connaissance des risques qu'ils courent. M. Wollants pense qu'il faudrait que les gens puissent être assistés par les fournisseurs et par les technologies, afin de profiter du dynamisme du marché. Il y aurait également lieu de trouver des systèmes afin de partager le risque.

M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB) indique, premièrement, que la CREG n'a pas répondu à sa question de savoir à quoi pourrait ressembler la contribution exceptionnelle sur les centrales nucléaires. M. Jong a fait référence à ce qui s'était passé en Espagne et en France. Quelle est exactement la situation en France? Dans son rapport de septembre 2021, la CREG évoquait la possibilité d'un pourcentage plus élevé pour la contribution de répartition. La CREG pourrait-elle donner des précisions à ce sujet, ainsi que sur les autres possibilités?

En ce qui concerne les surprofits des centrales à gaz, certains orateurs ont référé au CRM. M. Warmoes demande comment le CRM pourrait limiter les surprofits des centrales à gaz. Il souhaite aussi des précisions sur la manière dont l'obligation de remboursement (*pay back*) inscrite dans le CRM pourrait permettre de récupérer une partie des surprofits des centrales à gaz.

4. ***Réponses complémentaires***

M. Laurent Jacquet (CREG) précise, en ce qui concerne les *windfall profits* du nucléaire, que, entre 2016 et 2021, la contribution de répartition variait entre 100 millions d'euros et 180 millions d'euros. Pour les années 2022, 2023 et 2024, on s'attend à une contribution de répartition doublée, voire triplée. Cette contribution de répartition s'élève à 38 % du bénéfice, ce qui signifie que le bénéfice aura, lui aussi, doublé, voire triplé. Une analyse est en cours pour examiner si, en considérant le caractère exceptionnel de ces bénéfices, il serait possible d'instaurer une taxe qui serait supérieure au niveau de 38 %. Le résultat de cette analyse devrait pouvoir être communiqué à la ministre pour fin mars 2022. Pour l'année 2025, il y a encore trop d'incertitudes pour pouvoir se prononcer sur la hauteur de la contribution de répartition.

M. Andreas Tirez (CREG) revient sur l'impact du coût du CO_2 sur le prix de l'électricité. Pour l'instant, il ne s'agit pas de seulement 1 000 MW, certainement dans

iedereen de ambitie energietrader te worden. Allicht zal een fractie van de bevolking daarin geïnteresseerd zijn, maar om meer dan 0,5 % zal het niet gaan. Toch is het belangrijk dat de rest van de bevolking betrokken wordt om de markt dynamischer te maken. Volgens de spreker moet men weerstaan aan de verraderlijke verleiding om de voor financiële instrumenten geldende regeling klakkeloos over te nemen, waarbij mensen vragenlijsten moeten lezen en invullen en een hele rist documenten moeten ondertekenen om aan te geven dat ze van de risico's kennis hebben. De heer Wollants vindt dat mensen op leveranciers en technologieën moeten kunnen rekenen om uit de marktdynamiek voordeel te halen. Ook moeten er systemen komen om het risico te spreiden.

De heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB) wijst er in de eerste plaats op dat de CREG niet geantwoord heeft op zijn vraag hoe de uitzonderlijke bijdrage op de kerncentrales er zou kunnen uitzien. De heer Jong heeft verwezen naar wat in Spanje en Frankrijk is gebeurd. Hoe is de situatie in Frankrijk precies? In haar rapport van september 2021 haalde de CREG de mogelijkheid aan van een hoger percentage voor de repartitiebijdrage. Kan de CREG daar nader op ingaan, evenals op de andere mogelijkheden?

In verband met de overwinst van de gascentrales hebben sommige sprekers naar het CRM verwezen. De heer Warmoes vraagt hoe het CRM de overwinst van de gascentrales zou kunnen inperken. Ook verzoekt hij om nadere uitleg over de wijze waarop met de in het CRM ingebouwde terugbetalingsverplichting (*pay back*) de overwinst van de gascentrales deels zou kunnen worden gerecupereerd.

4. ***Aanvullende antwoorden***

De heer Laurent Jacquet (CREG) preciseert met betrekking tot de *windfall profits* voor kernenergie dat de repartitiebijdrage tussen 2016 en 2021 tussen 100 en 180 miljoen euro schommelde. Voor de jaren 2022, 2023 en 2024 wordt een dubbel of zelfs driedubbel zo hoge repartitiebijdrage verwacht. Die bedraagt 38 % van de winst, wat betekent dat ook de winst verdubbeld of zelfs verdrievoudigd zal zijn. Momenteel wordt onderzocht of, gelet op de uitzonderlijke aard van die winst, een heffing kan worden ingesteld van meer dan 38 %. Het resultaat van die analyse zou tegen eind maart 2022 aan de minister moeten kunnen worden meegedeeld. Voor 2025 zijn er nog te veel onzekerheden om over de hoogte van de repartitiebijdrage een uitspraak te kunnen doen.

De heer Andreas Tirez (CREG) gaat in op de impact van de CO_2-kostprijs op de elektriciteitsprijs. Vooralsnog gaat het niet om slechts 1 000 MW, zeker voor de CWE-zone,

la zone CWE, où il y a encore beaucoup de production d'électricité à partir de charbon et de gaz. Il souligne, en outre, que le système de prix marginal donne un signal d'investissement en faveur des unités de production décarbonées puisqu'elles peuvent bénéficier d'une rente *infra* marginale supérieure. Le coût du CO_2 est une composante du prix qui permet d'assurer la répartition la plus efficiente entre les différentes unités de production.

Lorsqu'on sera arrivé à une capacité de production entièrement décarbonée, d'autres principes seront nécessaires pour fixer le prix. Il s'agit, d'une part, du *peak load pricing*, basé sur la demande, et, d'autre part, du *scarcity pricing*.

Quant aux contrats dynamiques, la CREG n'est pas contre par principe. Mais elle est préoccupée par le fait que le risque de prix soit entièrement répercuté sur le client final. En effet, peu de clients sont conscients qu'ils pourraient devoir payer 13 500 euros par MWh. Ce sont des montants énormes. Les consommateurs devraient être en partie protégés. Peut-être faudrait-il aller vers un système hybride. Même sous les 1 000 ou 1 500 euros, des nombreuses choses peuvent être entreprises en matière de flexibilité, ce qui diminuerait fortement le risque pour ces clients. Ce sont les fournisseurs qui sont des acteurs professionnels qui devraient se couvrir contre les risques plus élevés. Si on ne fait rien, il y a un risque de perte de confiance dans le marché.

À propos des profits exceptionnels des centrales à gaz, M. Tirez revient sur le raisonnement économique qui a sous-tendu la mise en place du mécanisme de rémunération de la capacité. Dans ses études, la CREG a montré que les centrales à gaz ont réalisé des bénéfices opérationnels relativement faibles jusqu'en 2021. Cela rejoint le constat de M. Van den Bosch. C'est la raison pour laquelle il a tant été question de *missing money*, c'est-à-dire du fait qu'il y avait trop peu d'argent pour le bénéfice des centrales à gaz existantes et pour des nouvelles centrales à gaz. Ce constat a débouché sur la mise en place du mécanisme de rémunération de la capacité. À présent qu'il y a des profits exceptionnels au niveau des centrales à gaz, la CREG étudie si et, le cas échéant, comment il faudrait en taxer une partie. La CREG communiquera son analyse à la ministre pour la fin du mois de mars 2022.

M. Koen Locquet (CREG) indique que la réflexion de M. Wollants sur le coût du CO_2 devrait effectivement être prise en compte dans les études qui sont menées sur le fonctionnement du système actuel. Cette question devient de plus en plus pertinente au fur et à mesure que la part des énergies renouvelables augmente.

waar elektriciteit vaak nog met steenkool en gas wordt opgewekt. Bovendien benadrukt hij dat de *marginal pricing* een investeringssignaal geeft ten gunste van koolstofvrije productie-eenheden, omdat daarop een hogere inframarginale rente van toepassing kan zijn. De CO_2-kostprijs is een prijscomponent waarmee de meest doeltreffende repartitie over de verschillende productie-eenheden kan worden gewaarborgd.

Zodra een volledig koolstofvrije productiecapaciteit een feit is, zal de prijs moeten worden bepaald op basis van andere principes. Het gaat om de aan de vraagzijde gesitueerde *peak load pricing*, enerzijds, en de *scarcity pricing*, anderzijds.

De CREG heeft voorts geen principieel bezwaar tegen dynamische contracten. Daarentegen baart het haar wel zorgen dat het prijsrisico integraal wordt doorgerekend aan de eindverbruiker. Weinig klanten zijn zich ervan bewust dat ze mogelijkerwijze 13 500 euro per MWh zullen moeten betalen. Dat zijn gigantische bedragen. De verbruikers zouden deels moeten worden beschermd. Misschien moet een hybride systeem worden overwogen. Zelfs tot 1 000 of 1 500 euro kan op het vlak van flexibiliteit veel worden gedaan, wat het risico voor die klanten sterk zou verminderen. De leveranciers, die toch professionele spelers zijn, zouden zich tegen de grootste risico's moeten kunnen indekken. Als niets wordt ondernomen, dreigt het vertrouwen in de markt verloren te gaan.

In verband met de uitzonderlijke winsten van de gascentrales haakt de heer Tirez in op de economische redenering achter de invoering van het capaciteitsremuneratiemechanisme. In haar studies heeft de CREG aangetoond dat de gascentrales tot en met 2021 vrij bescheiden bedrijfswinsten hebben geboekt. Dat sluit aan bij de vaststelling van de heer Van den Bosch. Om die reden is zo vaak gesproken van de *missing money*, dat wil zeggen het feit dat er te weinig geld was voor de winst van de bestaande gascentrales en voor nieuwe gascentrales. Op basis van die vaststelling werd het capaciteitsremuneratiemechanisme ingevoerd. Nu er voor de gascentrales uitzonderlijke winsten te noteren vallen, onderzoekt de CREG of op een deel ervan een heffing kan worden toegepast, en zo ja, hoe zulks dan moet gebeuren. De CREG zal haar analyse tegen eind maart 2022 aan de minister bezorgen.

De heer Koen Locquet (CREG) geeft aan dat de opmerking van de heer Wollants over de CO_2-kostprijs daadwerkelijk zou moeten worden meegenomen in de studies die thans naar de werking van het bestaande systeem worden uitgevoerd. Dit aspect wint aan belang naarmate het aandeel van hernieuwbare energie toeneemt.

M. Marc Van den Bosch (FEBEG) rejoint le point de vue de M. Tirez concernant les contrats dynamiques. Il faudra développer un modèle équilibré. L'intervenant effectue une comparaison avec le secteur bancaire où, en matière de prêts hypothécaires, il y a des maxima et des minima, qui fixent des limites au client, sans compter que le risque doit en outre être couvert par des produits d'assurance.

Concernant la remarque de M. Wollants sur les coûts du CO_2, il souligne que le fournisseur est un intermédiaire, mais que ce dernier ne répercute pas nécessairement l'entièreté du coût sur tout le monde. On a besoin des fournisseurs pour investir, mais on sait bien que, à long terme, lorsque l'essentiel de la production d'énergie sera renouvelable, il faudra adapter le mécanisme de fixation des prix. En effet, qui voudra encore investir dans un système où il y a des coûts fixes élevés et des coûts marginaux très faibles, si ce sont ces derniers qui déterminent le prix?

II. — **RAPPORT DE L'AUDITION DU 10 MAI 2022**

A. **Audition de M. Tim Schittekatte, chercheur postdoctoral rattaché à la *Florence School of Regulation* et au *MIT Energy Initiative***

1. ***Exposé introductif***

Pour l'exposé introductif de M. Tim Schittekatte, chercheur postdoctoral rattaché à la *Florence School of Regulation* et au *MIT Energy Initiative*, il est renvoyé aux présentations PowerPoint annexées au présent rapport (*cf*. annexes).

2. ***Questions et observations des membres***

M. Bert Wollants (N-VA) commence par souligner que, par le passé, l'Union européenne a été mise en garde à plusieurs reprises contre la dangerosité d'une trop grande dépendance à l'égard du gaz naturel russe. À cet égard, il renvoie notamment à l'ouvrage *Red Gas* publié en 2013 par M. Per Högselius, qui mettait déjà en lumière la faiblesse que constitue une trop forte dépendance à l'égard du gaz russe. Cependant, la tentation de s'approvisionner en gaz bon marché était trop forte, ces dernières années, par rapport au coût plus élevé lié à une sécurité d'approvisionnement plus grande par le biais de contrats à long terme.

En outre, l'intervenant souligne que des problèmes d'approvisionnement en gaz naturel russe s'étaient

De heer Marc Van den Bosch (FEBEG) sluit zich bij het standpunt van de heer Tirez over de dynamische contracten aan. Een uitgebalanceerd model zal moeten worden uitgewerkt. De spreker trekt de vergelijking met de banksector, waar bij hypotheekleningen maxima en minima gelden om de grenzen voor de klant af te bakenen; daarenboven dient het risico er door verzekeringsproducten te worden gedekt.

Aangaande de opmerking van de heer Wollants over de CO_2-kostprijs benadrukt hij dat de leverancier een tussenpersoon is, die echter de kostprijs niet noodzakelijkerwijze aan iedereen integraal doorrekent. De leveranciers zijn nodig voor investeringen, maar het is alom bekend dat er op lange termijn, wanneer energie hoofdzakelijk uit hernieuwbare bronnen zal worden opgewekt, een aanpassing van het prijsbepalingsmechanisme zal moeten komen. Wie zal immers nog willen investeren in een systeem met hoge vaste kosten en heel lage marginale kosten, als deze laatste bepalend zijn voor de prijs?

II. — **VERSLAG VAN DE HOORZITTING VAN 10 MEI 2022**

A. **Hoorzitting met de heer Tim Schittekatte, post-doctoraal onderzoeker verbonden aan de *Florence School of Regulation* en *MIT Energy Initiative***

1. ***Inleidende uiteenzetting***

Voor de inleidende uiteenzettingen van de heer Tim Schittekatte, post-doctoraal onderzoeker verbonden aan de *Florence School of Regulation* en *MIT Energy Initiative*, wordt verwezen naar de PowerPointpresentaties die als bijlage gaan bij dit verslag (*cf.* bijlagen)

2. ***Vragen en opmerkingen van de leden***

De heer Bert Wollants (N-VA) merkt vooreerst op dat de Europese Unie in het verleden wel een aantal keer is gewaarschuwd voor een te grote afhankelijkheid van Russisch aardgas. Hij verwijst hierbij onder meer naar het boek *Red Gas*, verschenen in 2013, aan de hand van de heer Per Högselius, dat reeds eerder de zwakte blootlegde van een te sterke afhankelijkheid van het Russische gas, maar de verleiding voor het goedkope gas was de afgelopen jaren te groot ten opzichte van de hogere kostprijs die verbonden is aan een hogere bevoorradingszekerheid via langtermijncontracten.

Daarnaast wijst de spreker erop dat er ook in 2007-2008 reeds bevoorradingsproblemen inzake aardgas

déjà posés en 2007-2008, ce qui avait incité les dirigeants européens de l'époque à faire part de leur volonté de réduire systématiquement la dépendance de l'Europe vis-à-vis du gaz russe. Toutefois, cette intention a été oubliée après quelques années et l'Union européenne a continué à accroître sa dépendance à l'égard du gaz russe au cours de la dernière décennie.

L'intervenant poursuit en examinant plus en détail les observations de M. Schittekatte. Il a compris de la présentation de ce dernier que le système actuel de formation des prix de l'électricité est le système le plus efficace, tous les systèmes alternatifs pouvant se révéler plus coûteux. Le défi consiste à optimiser le fonctionnement du marché sans créer d'effets secondaires indésirables.

L'intervenant note également que le prix de l'électricité n'est pas seulement influencé par le prix du gaz mais aussi par le prix actuellement élevé du CO_2. Le gouvernement devrait-il aussi agir sur ce facteur, pour s'assurer que le prix de l'électricité ne connaisse pas un double pic provoqué à la fois par le prix du gaz et par le prix du CO_2?

Dans le cadre des efforts additionnels consentis pour faire face à la flambée des prix de l'énergie, M. Schittekatte souligne aussi l'importance de soutenir certains secteurs. L'intervenant souhaiterait savoir à quels secteurs M. Schittekatte songe. M. Schittekatte ne craint-il d'ailleurs pas le scénario d'une pénurie éventuelle à l'automne, qui obligerait les entreprises à cesser leurs activités? À quoi pourrait et devrait ressembler un tel processus?

S'agissant des profits excessifs, M. Schittekatte a souligné que la lutte contre les profits excessifs n'affecterait pas l'évolution du prix du gaz. Il n'empêche que ces profits excessifs sont souvent injustifiables, mais il convient surtout d'examiner correctement quels profits excessifs perçus par les différents acteurs de l'énergie pourraient être imposés et comment il serait possible de le faire, ce qui permettrait de financer une partie des moyens mobilisés pour atténuer la facture énergétique élevée des ménages.

S'agissant de la transition verte, l'intervenant a compris de l'exposé de M. Schittekatte que les entreprises et les ménages qui ont investi dans cette transition sont les mieux protégés contre les prix élevés observés durant cette crise énergétique. Toutefois, il ne croit pas que la transition énergétique ne soit pas une question de manque d'investissement. Il estime que ce sont précisément les entreprises consommant beaucoup d'énergie qui sont actuellement confrontées à des coûts

vanuit Rusland opspeelden waarbij de toenmalige Europese leiders de wil uitdrukten om de afhankelijkheid van Russisch gas stelselmatig af te bouwen. Deze intentie werd echter na een aantal jaren vergeten en de Europese Unie bouwde in de loop van de afgelopen 10 jaar haar afhankelijkheid van Russisch gas nog verder uit.

Vervolgens gaat de spreker dieper in op de opmerkingen van de heer Schittekatte. Hij heeft begrepen uit diens uiteenzetting dat het huidige systeem inzake prijsvorming van elektriciteit het meest efficiënte systeem is. De eventuele alternatieve systemen zouden weleens duurder kunnen uitvallen. De uitdaging bestaat erin om de marktwerking te optimaliseren zonder daarbij onbedoeld nefaste neveneffecten te creëren.

De spreker merkt bovendien op dat de elektriciteitsprijs niet enkel beïnvloed wordt door de gasprijs maar ook door de huidige hoge prijs van CO_2. Moet de overheid ook hierin optreden om ervoor te zorgen dat er zich geen dubbele piek, zowel door de gasprijs als de prijs voor CO_2, in de elektriciteitsprijs manifesteert?

In het kader van bijkomende steun om het hoofd te bieden aan de sterk stijgende energieprijzen, heeft de heer Schittekatte ook gewezen op het belang om bepaalde sectoren te ondersteunen. De spreker had graag vernomen welke sectoren de heer Schittekatte hierbij in gedachten heeft. Vreest de heer Schittekatte hierbij trouwens niet voor een scenario waarbij er eventueel in het najaar schaarste optreedt waardoor er bedrijven zullen moeten afschakelen? Hoe zou een dergelijk proces er dan kunnen en moeten uitzien?

In het kader van de overwinsten heeft de heer Schittekatte erop gewezen dat het aanpakken van de overwinsten geen invloed zal hebben op de evolutie van de gasprijs. Desalniettemin zijn deze overwinsten vaak niet te verantwoorden, maar moet er vooral goed onderzocht worden op welke manier welke overwinsten bij de verschillende energiespelers kunnen afgeroomd worden waardoor een deel van de middelen gericht op het temperen van de hoge energieprijzen bij de gezinnen kan gefinancierd worden.

Inzake de groene transitie, heeft de spreker uit de uiteenzetting van de heer Schittekatte begrepen, dat de bedrijven en gezinnen die daarin geïnvesteerd hebben het beste beschermd zijn tegen de hoge prijzen tijdens deze energiecrisis. Hij gelooft echter niet dat de energietransitie geen verhaal van een gebrek aan investeringen is. Hij meent dat net de energie-intensieve bedrijven thans geconfronteerd worden met hoge energiekosten waardoor de middelen verdampen om investeringen te

énergétiques élevés et qui voient dès lors s'amenuiser les moyens qu'elles pourraient consacrer à la réalisation d'investissements dans le cadre de la transition énergétique verte. En outre, l'intervenant observe que le problème se situe non pas au niveau de la mise en œuvre de la transition énergétique verte dans le cadre de la politique d'octroi de licences, mais plutôt au niveau de la capacité existante, par exemple solaire, souvent trop restreinte pour répondre à la demande fortement accrue. Par conséquent, le secteur de l'énergie solaire ne peut pas assumer suffisamment son rôle dans cette transition. Quelles mesures devraient-elles être prises pour remédier à ce problème de capacité?

Ensuite, l'intervenant répond au plaidoyer de M. Schittekatte en faveur d'un plafonnement des prix. L'intervenant estime cependant qu'il s'agit d'une question à deux facettes. Il souligne surtout le risque que le gaz puisse simplement s'écouler, sur les marchés internationaux, vers d'autres régions, par exemple l'Asie du Sud-Est, qui peuvent payer des prix plus élevés. De plus, la Russie ayant orienté ses infrastructures gazières davantage vers l'Asie, aucun obstacle pratique ne se dresse face à l'approvisionnement rapide et aisé de l'Asie en gaz naturel russe. L'intervenant demande par conséquent comment M. Schittekatte entend se servir de l'arme qu'est le plafonnement des prix pour créer des prix et des approvisionnements plus stables.

Enfin, l'intervenant aborde la question de la formation dynamique des prix de l'électricité. Ce système présente de nombreux avantages pour les ménages et les entreprises qui sont en mesure d'adapter leur consommation d'électricité presque entièrement aux variations de prix au cours de la journée. Cependant, certains ménages et entreprises ne disposent pas de cette flexibilité et risquent donc d'en payer le prix au travers d'une hausse des prix de l'électricité. Comment s'assurer que les spécialistes de l'énergie ne soient pas les seuls à en bénéficier et que la majorité des ménages et des entreprises puissent profiter des avantages de la formation dynamique des prix qui, dans le contexte de la transition énergétique verte, continuera à se développer fortement dans les années à venir?

Mme Kim Buyst (Ecolo-Groen) indique d'abord que la formation des prix sur le marché de l'énergie est particulièrement complexe. Elle fait également observer que lors de chaque crise de l'énergie, des questions sont soulevées à propos du système de formation des prix en vigueur. Par conséquent, il est important que les décideurs réfléchissent en permanence à l'amélioration de la performance de ce système.

Certains experts imputent les prix élevés de l'électricité à une série de facteurs temporaires tels que la

verrichten in het kader van de groene energietransitie. Bovendien ziet de spreker niet zozeer een probleem voor de uitvoering van de groene energietransitie in het kader van het vergunningsbeleid, maar wel in de bestaande, vaak te krappe capaciteit, bijvoorbeeld voor zonnepanelen, om te voldoen aan de sterk gestegen vraag. Hierdoor kan de sector van de zonne-energie onvoldoende haar rol opnemen in het kader van deze transitie. Welke stappen moeten er gezet worden waardoor dit capaciteitsprobleem zich niet langer stelt?

Vervolgens haakt de spreker in op het pleidooi van de heer Schittekatte voor een prijsplafond. Hij meent echter dat dat een dubbel verhaal is. Hij wijst hierbij vooral op het risico dat er simpelweg gas zal verhandeld worden op de internationale markten naar andere regio's, bijvoorbeeld Zuidoost-Azië die wel hogere prijzen kunnen betalen. Bovendien heeft Rusland haar gasinfrastructuur meer georiënteerd op Azië waardoor er ook geen praktische beletsels zijn om op een snelle en vlotte manier aardgas te leveren vanuit Rusland aan Azië. Bijgevolg wil de spreker graag vernemen op welke manier de heer Schittekatte dit concept van een plafondprijs als wapen wil inzetten teneinde meer stabiele prijzen alsook een stabiele bevoorrading te creëren.

Tot slot staat de spreker stil bij de dynamische prijsvorming van elektriciteit. Dit systeem kent heel wat voordelen voor die gezinnen en ondernemingen die in de mogelijkheid verkeren om hun elektriciteitsverbruik zo goed als volledig af te stemmen op de prijsevolutie doorheen de dag. Er zijn echter gezinnen en bedrijven die niet over deze flexibiliteit beschikken en bijgevolg het gelag dreigen te betalen via een hogere elektriciteitsprijs. Op welke manier kan men ervoor zorgen dat niet enkel de energiespecialisten hiervan profiteren maar dat ook het gros van de gezinnen en de bedrijven kunnen genieten van de voordelen van de dynamische prijsvorming die zich in het kader van de groene energietransitie de komende jaren nog sterk zal doorzetten?

Mevrouw Kim Buyst (Ecolo-Groen) stipt vooreerst aan dat de prijsvorming binnen de energiemarkt bijzonder complex is. Ze stelt tevens vast dat telkens er een energiecrisis is er vragen worden gesteld bij het huidige systeem van prijsvorming. Bijgevolg is het belangrijk dat beleidsmakers continu nadenken over de wijze waarop dit systeem meer performant kan gemaakt worden.

De hoge elektriciteitsprijzen worden door een aantal experten toegeschreven aan een resem tijdelijke factoren

reprise de l'économie après la pandémie de coronavirus, l'arrêt des centrales nucléaires françaises et la guerre en Ukraine. Au cours de la dernière audition, la CREG a indiqué que les prix élevés de l'énergie n'étaient toutefois pas temporaires et qu'ils se maintiendraient même jusqu'en 2027. L'intervenante se demande dès lors si les mesures temporaires actuelles suffiront et s'il ne conviendrait pas d'élaborer un cadre structurel afin de pouvoir réagir durablement aux futurs chocs énergétiques. Le législateur peut-il élaborer un système qui permettrait de réagir beaucoup plus rapidement aux situations urgentes sur le marché de l'énergie?

L'intervenante souligne ensuite qu'investir dans les énergies renouvelables est une solution importante pour faire baisser durablement le prix de l'électricité. La structure actuelle du marché soutient-elle suffisamment les énergies renouvelables et leur accorde-t-elle assez de place? Dans la négative, comment le système actuel devrait-il être réformé pour mieux soutenir le développement des énergies renouvelables afin de réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles? Quelles sont les mesures du rapport ACER qui peuvent contribuer à atteindre cet objectif et quelles mesures M. Schittekatte suggère-t-il pour verdir durablement le marché de l'énergie?

M. Malik Ben Achour (PS) considère l'intervention de M. Schittekatte comme un plaidoyer pour un fonctionnement normal du marché comme celui que nous connaissons aujourd'hui. Ce fonctionnement normal, qui est la moins mauvaise solution, aurait permis aux consommateurs d'économiser beaucoup d'argent ces dernières années. L'intervenant constate toutefois aujourd'hui que ces consommateurs sont rattrapés par la réalité et que les économies qu'ils ont réalisées ces dernières années s'évaporent rapidement et que leurs coûts augmentent. Le système de marché actuel est-il donc encore tenable en période de grave crise énergétique?

Par ailleurs, l'intervenant pense avoir relevé une contradiction dans l'exposé de M. Schittekatte. Il indique en effet que les investissements seraient mis sous pression si les règles fondamentales du fonctionnement normal du marché étaient modifiées. Il estime que la propension à investir était aussi suffisamment importante ces dernières années lorsque les prix étaient relativement bas.

En outre, l'intervenant s'interroge sur la pertinence d'un plaidoyer pour un fonctionnement classique du marché dans le cadre duquel les autorités publiques doivent intervenir en temps de crise en prenant des mesures temporaires et ciblées pour absorber le choc des prix pour les plus vulnérables. L'intervenant compare ce modèle à la stratégie observée lors de la crise

zoals de heropleving van de economie na de coronapandemie, het uitvallen van de Franse kerncentrales en de oorlog in Oekraïne. De CREG gaf tijdens de vorige uiteenzetting aan dat de hoge energieprijzen echter niet tijdelijk van aard zullen zijn en zelfs tot 2027 zullen aanhouden. Bijgevolg vraagt de spreekster zich af of de huidige tijdelijke maatregelen zullen volstaan en of er geen structureel kader moet ontwikkeld worden om op een duurzame manier te kunnen reageren om toekomstige energieschokken op te vangen. Kan de wetgever een systeem ontwikkelen om veel sneller op acute situaties in de energiemarkt te kunnen inspelen?

Vervolgens stipt de spreekster aan dat het inzetten op hernieuwbare energie een belangrijke optie is om op een duurzame wijze de prijs van elektriciteit te doen dalen. Biedt het huidige marktdesign voldoende ondersteuning en ruimte aan de hernieuwbare energie? Indien niet, op welke wijze moet het huidige systeem dan wel hervormd worden om meer ondersteuning te bieden aan de ontwikkeling van hernieuwbare energie zodat er minder afhankelijkheid zal zijn van de fossiele brandstoffen? Welke maatregelen uit het ACER-rapport kunnen hieraan bijdragen en welke maatregelen stelt de heer Schittekatte zelf voor om een duurzame vergroening van de energiemarkt te realiseren?

De heer Malik Ben Achour (PS) beschouwt de betogen van de heer Schittekatte als een pleidooi voor de reguliere marktwerking zoals die thans bestaat. Deze reguliere marktwerking, die de minst slechte oplossing is, zou de consumenten de afgelopen jaren heel wat geld hebben bespaard. Thans stelt de spreker echter vast dat deze consumenten door de realiteit worden ingehaald waardoor de besparingen van de afgelopen jaren in ijltempo verdampen en de kosten sterk toenemen. Is het huidige marktsysteem bijgevolg nog houdbaar in tijden van een zware energiecrisis?

Daarnaast meent de spreker een tegenstrijdigheid te ontwaren in de uiteenzetting van de heer Schittekatte waarbij hij aangeeft dat de investeringen onder druk zullen staan wanneer de fundamentele spelregels van het reguliere marktsysteem zouden gewijzigd worden. Hij meent dat ook de afgelopen jaren, toen de prijzen relatief laag waren, de investeringsbereidheid voldoende hoog was.

Vervolgens stelt de spreker zich ook vragen bij het pleidooi voor een reguliere marktwerking waarbij er in crisistijd een beroep gedaan wordt op overheidsinterventie via tijdelijke en gerichte maatregelen om de prijsschok voor de meest kwetsbare personen te temperen. De spreker herkent hierin het traditionele stramien dat reeds tijdens de banken- en financiële crisis van 2007-2008 zichtbaar

bancaire et financière de 2007-2008 de mutualisation des coûts et de privatisation des bénéfices.

L'intervenant demande ensuite davantage de précisions sur le système mis en place par l'Espagne et le Portugal et approuvé par la Commission européenne, dans le cadre duquel un plafond est fixé pour le gaz pour une durée de douze mois. Ce système pourrait-il également être appliqué dans d'autres États membres de l'Union européenne ou l'échelle la plus adéquate est-elle celle de la coopération entre États au niveau de l'Union européenne?

La Commission européenne a récemment développé une plateforme afin de permettre à l'Union européenne d'organiser des achats groupés de gaz naturel liquéfié provenant essentiellement des États-Unis. Ces achats groupés peuvent offrir et garantir une stabilité des prix comparable à celle résultant de la fixation d'un plafond. L'intervenant demande comment les fournisseurs d'énergie européens pourront s'approvisionner par l'intermédiaire de cette plateforme. Ce système permettra-t-il également de réaliser des contrôles complémentaires des prix pour éviter les abus? Quels pourraient être les avantages de ce système pour la facture de gaz des consommateurs? Ce système peut-il compléter le système de plafonnement des prix?

Pour conclure, l'intervenant revient sur la question de l'imposition des bénéfices excessifs. Il s'agit d'une matière complexe compte tenu, notamment, des accords historiques déjà conclus à ce sujet entre le gouvernement précédent et Engie dans le cadre de la contribution de répartition pour les centrales nucléaires de Doel et Tihange. La CREG, la BNB et les services de la ministre examinent actuellement la possibilité de taxer les bénéfices excessifs actuels. Quelle est la position de M. Schittekatte en ce qui concerne l'imposition des bénéfices excessifs?

M. Reccino Van Lommel (VB) a déjà retenu de l'audition précédente consacrée à cette question que c'est la technologie la plus onéreuse qui détermine les prix sur le marché de l'énergie. Il s'agit aujourd'hui du gaz naturel, et cela explique pourquoi la marge inframarginale sur, par exemple, l'énergie verte, est nettement plus élevée. Des modèles alternatifs sont proposés pour résoudre ce problème, mais ils renvoient souvent à l'asymétrie des informations. Comment pourrait-on surmonter ce problème lors de la création de modèles alternatifs?

L'intervenant demande ensuite quels secteurs M. Schittekatte range dans la catégorie des secteurs stratégiques qui devraient selon lui, comme les ménages, pouvoir bénéficier d'aides supplémentaires au cours

was, met name het socialiseren van de kosten terwijl de winsten worden geprivatiseerd.

De spreker wil vervolgens meer duiding bij het systeem, goedgekeurd door de Europese Commissie, waarop Spanje en Portugal een beroep doen en waarbij zij gedurende 12 maanden een prijsplafond voor aardgas vastleggen. Kan dit systeem ook toegepast worden binnen andere EU-lidstaten of is de meest adequate schaal deze van de interstatelijke samenwerking op het niveau van de Europese Unie?

Sinds kort heeft de Europese Commissie een platform ontwikkeld zodat de Europese Unie groepsaankopen kan verrichten van LNG-gas dat hoofdzakelijk afkomstig is uit de Verenigde Staten. Deze groepsaankopen kunnen dezelfde prijsstabiliteit ontwikkelen en garanderen die vergelijkbaar is bij een prijsplafond. De spreker wil graag vernemen op welke manier de Europese energieleveranciers zich kunnen bevoorraden aan de hand van dit platform. Zal er binnen dit systeem ook ruimte zijn voor bijkomende prijscontroles teneinde misbruiken te voorkomen? Wat kunnen de voordelen van een dergelijk systeem zijn voor de aardgasfactuur van de consumenten? Kan dit systeem complementair zijn aan het systeem van het prijsplafond?

Tot slot haakt de spreker in op de discussie over het belasten van de overwinsten. Dit is een complexe materie gezien onder meer de historische afspraken die hierover reeds gemaakt zijn tussen de vorige regering en Engie in het kader van de repartitiebijdrage voor de kerncentrales van Doel en Tihange. De CREG, alsook de NBB en de diensten van de minister van Energie onderzoeken thans de mogelijkheid om de huidige overwinsten te belasten. Wat is het standpunt van de heer Schittekatte ten aanzien van deze belasting op overwinsten?

De heer Reccino Van Lommel (VB) heeft reeds uit de vorige hoorzitting omtrent dit thema begrepen dat de duurste technologie de prijs bepaalt in de energiemarkt. Dat is vandaag de dag vooral aardgas en dat bepaalt dat de inframarginale marge op bijvoorbeeld groene energie veel groter is. Om hieraan te remediëren worden er alternatieve modellen voorgesteld maar er wordt dan vaak gewezen op informatie-asymmetrie. De spreker vraagt zich af op welke manier dit euvel kan aangepakt worden bij de creatie van alternatieve modellen?

Vervolgens wil de spreker graag vernemen wat de heer Schittekatte verstaat onder strategische sectoren die net als gezinnen bijkomende ondersteuning zouden moeten kunnen genieten tijdens deze energiecrisis.

de cette crise de l'énergie. Comment opère-t-on la distinction entre les secteurs stratégiques et les secteurs non stratégiques?

En ce qui concerne l'imposition des bénéfices excessifs, l'intervenant demande quelle est la méthode la plus adéquate pour les autorités publiques à cet égard.

Si l'objectif est de ne plus dépendre des combustibles fossiles le plus tôt possible et d'accélérer la transition énergétique, le principal défi à relever sera de garantir une offre d'électricité aussi stable que possible. Quelles sont, selon M. Schittekatte, les technologies appropriées pour relever les défis à venir? Pense-t-il que l'énergie nucléaire ou l'hydrogène, dont les coûts de production et de conversion sont actuellement encore très élevés peuvent constituer des solutions?

Pour conclure, l'intervenant revient sur le tarif capacitaire, qui pénalise les consommateurs qui ne sont pas en mesure d'étaler leur consommation d'électricité sur toute la journée. Quelle est la position de M. Schittekatte concernant ce tarif dans le cadre de la discussion globale sur la fixation du prix de l'électricité?

Mme Marie-Christine Marghem (MR) pose une question à propos de l'accord donné par la Commission européenne à l'Espagne et au Portugal pour le plafonnement temporaire (durant douze mois) des prix du gaz et du charbon utilisés dans les centrales électriques. Quelle est la position de M. Schittekatte à l'égard de cette exception accordée par rapport au fonctionnement normal du marché? Cette décision a-t-elle été mûrement réfléchie et quelles pourraient en être les conséquences? Cette mesure sera-t-elle également appliquée dans d'autres États membres de l'Union européenne?

M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB) n'est pas d'accord avec l'argument de M. Schittekatte selon lequel le système actuel de fixation du prix de l'électricité ne pose pas de problème. À cet égard, il renvoie notamment aux bénéfices excessifs qu'engrangent actuellement les producteurs d'énergie dès lors que les coûts de production de l'électricité à partir d'une énergie verte ou de l'énergie nucléaire n'ont pas augmenté, contrairement au prix de vente de l'électricité. Cela a donc pour conséquence que la structure actuelle du marché est à l'origine, d'une part, de prix inabordables pour les ménages et les entreprises et, d'autre part, de bénéfices plantureux pour les producteurs et d'autres acteurs du secteur de l'énergie.

M. Schittekatte estime qu'il convient en l'occurrence de nuancer les choses, car une partie de l'électricité a

Hoe moet dit onderscheid tussen strategisch en niet-strategisch gemaakt worden?

Inzake de overwinstbelasting, wil de spreker graag vernemen op welke manier een overwinstbelasting het meest adequaat door de overheid geïmplementeerd kan worden.

Indien de uitdaging erin bestaat om zo snel mogelijk onafhankelijk te worden van fossiele brandstoffen en de groene energietransitie te versnellen, dan bestaat de uitdaging er vooral in om het aanbod aan elektriciteit zo stabiel mogelijk te maken. Welke technologieën schuift de heer Schittekatte naar voren die hierop een afdoend antwoord kunnen formuleren? Denkt hij hierbij aan nucleaire energie of waterstof waarbij er thans nog heel veel kosten verbonden zijn bij zowel de productie als de omzetting van deze energiebron?

Tot slot haakt de spreker in op het capaciteitstarief dat consumenten straft die hun elektriciteitsverbruik niet spreiden doorheen de dag. Wat is het standpunt van de heer Schittekatte ten aanzien van dit tarief in het kader van de algemene discussie over de prijsbepaling van elektriciteit?

Mevrouw Marie-Christine Marghem (MR) heeft een vraag bij het akkoord dat door de Europese Commissie verleend werd aan Spanje en Portugal om tijdelijk (12 maanden) de aardgasprijs en de prijs van steenkool aangewend in de elektriciteitscentrales te plafonneren. Wat is het standpunt van de heer Schittekatte ten aanzien van deze uitzondering ten opzichte van de reguliere marktwerking die verleend werd? Is deze beslissing weloverwogen en wat zijn de eventuele gevolgen van deze beslissing? Zal deze maatregel ook ingang vinden in andere EU-lidstaten?

De heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB) gaat niet akkoord met de stelling van de heer Schittekatte dat er niets mis is met het huidige systeem om de elektriciteitsprijs te bepalen. Hij verwijst hierbij onder meer naar de vele overwinsten die thans worden gegenereerd door verschillende elektriciteitsproducenten omdat de kosten voor het produceren van elektriciteit op basis van groene of nucleaire energie niet zijn gestegen, terwijl de verkoopprijs van elektriciteit wel is toegenomen. Dat betekent dus dat het huidig marktmodel leidt tot onbetaalbaar hoge prijzen voor gezinnen en bedrijven en anderzijds tot enorme overwinsten voor de producenten en andere actoren in de energiesector.

De heer Schittekatte meent dat hieraan de nodige nuances moeten aangebracht worden omdat stroom

déjà été vendue à l'avance, mais selon l'intervenant, les producteurs belges enregistrent malgré tout d'énormes surprofits. Il se réfère à l'exemple des centrales nucléaires belges. L'intervenant s'étonne donc que M. Schittekatte estime qu'aucune adaptation ne doit être apportée au marché de l'électricité. Comment éviter les surprofits au détriment des ménages et des entreprises?

En outre, l'intervenant souligne que ni l'Afrique, ni l'Asie, ni de grandes parties des États-Unis n'utilisent le système du *marginal pricing* pour déterminer le prix de l'électricité. Dans ce cas, comment le prix est-il fixé dans ces continents et dans certaines parties des États-Unis?

L'intervenant estime que la crise du gaz est avant tout une crise européenne et que la cause réside dans la libéralisation du marché de l'électricité, le marché du gaz étant passé d'une *gas-on-gas competition*, la loi de l'offre et de la demande sur les bourses du gaz, à un système de *marginal pricing*.

L'Asie est également dépendante des fournisseurs étrangers pour son approvisionnement en gaz naturel, mais on s'y est tenu à des contrats à long terme avec des prix indexés, de sorte que le prix du gaz naturel n'a pas augmenté autant qu'en Europe. Alors comment se fait-il que la crise du gaz ne soit qu'une crise européenne? Quelles sont les raisons pour lesquelles cette crise est avant tout une crise européenne?

En ce qui concerne les inconvénients que M. Schittekatte a énumérés à propos du modèle cost-plus, l'intervenant estime que ces inconvénients ne sont pas insurmontables. Il est en effet nécessaire d'avoir un régulateur fort qui contrôle correctement les coûts, mais cet organe de contrôle peut parfaitement fonctionner à condition de recevoir les ressources financières nécessaires. Il estime que la CREG a un rôle à jouer à cet égard. Dans le cadre de la contribution de répartition, la CREG a déjà des compétences très étendues et les autorités peuvent donc demander à tous les producteurs la clarté nécessaire concernant leurs coûts de production réels.

En outre, l'intervenant estime que l'innovation est principalement stimulée par les fonds publics plutôt que par les investissements privés, qui ne suivent trop souvent que plus tard. Il fait notamment référence au Fonds de transition énergétique qui a été mis en place en Belgique.

En ce qui concerne la taxe sur les bénéfices excédentaires, M. Schittekatte a fait remarquer qu'il est difficile de savoir comment les producteurs d'électricité couvrent leur électricité, mais, dans le système REMIT européen,

deels al op voorhand verkocht werd maar dan nog boeken volgens de spreker Belgische producenten enorme overwinsten. Hierbij verwijst hij naar het voorbeeld van de Belgische kerncentrales. De spreker is dan ook verbaasd dat de heer Schittekatte zegt dat er geen aanpassingen moeten gebeuren aan de elektriciteitsmarkt. Hoe kan er verhinderd worden dat er überhaupt overwinsten geboekt worden ten koste van de gezinnen en de bedrijven?

Daarnaast wijst de spreker erop dat er noch in Afrika noch in Azië en grote delen van de Verenigde Staten gebruik wordt gemaakt van het systeem van *marginal pricing* om de elektriciteitsprijs te bepalen. Hoe wordt de prijs in deze continenten en delen van de Verenigde Staten dan wel gevormd?

De spreker meent dat de gascrisis in eerste instantie een Europese crisis is en de oorzaak ligt bij de liberalisering van de elektriciteitsmarkt waarbij men op de gasmarkt is overgestapt van een *gas-on-gas competition*, de wet van vraag en aanbod op de gasbeurzen, naar een systeem van *marginal pricing*.

In Azië is men ook afhankelijk van het buitenland voor de aardgastoevoer maar daar heeft men vastgehouden aan langetermijncontracten met geïndexeerde prijzen en daardoor is de prijs van aardgas niet zo sterk gestegen als in Europa. Hoe komt het dus dat de gascrisis enkel een Europese crisis is? Wat zijn de oorzaken dat deze crisis voornamelijk een Europese crisis is?

Inzake de nadelen die de heer Schittekatte heeft opgesomd ten aanzien van het kostenplusmodel, meent de spreker dat deze nadelen niet onoverkomelijk zijn. Er is inderdaad nood aan een sterke regulator die de kosten goed controleert, maar dit controleorgaan is perfect realiseerbaar mits de toekenning van de nodige financiële middelen. Hij ziet hiervoor een rol weggelegd voor de CREG. In het kader van de repartitiebijdrage heeft de CREG al zeer verregaande bevoegdheden en dus kan de overheid ten aanzien van alle producenten de nodige duidelijkheid vragen betreffende hun reële productiekosten.

Daarnaast meent de spreker dat innovatie vooral gedreven wordt door publieke middelen en niet zozeer door private investeringen die maar al te vaak pas later volgen. Hij verwijst hierbij onder meer naar het Energietransitiefonds dat in België werd opgericht.

Met betrekking tot de overwinstbelasting, heeft de heer Schittekatte opgemerkt dat het moeilijk is om te weten hoe elektriciteitsproducenten hun stroom *hedgen* maar in het Europese REMIT-systeem worden echter

toutes les transactions européennes sont enregistrées. En principe, selon l'intervenant, il devrait donc être parfaitement possible d'utiliser la base de données REMIT.

En ce qui concerne le marché de l'électricité au Texas, l'intervenant estime qu'un système pur de *scarcity pricing* y est appliqué. L'intervenant s'étonne que M. Schittekatte fasse référence à cet État comme un exemple positif, car lors de la crise énergétique texane, ce système a tout de même conduit à une catastrophe sociale. Il se souvient que, pendant la crise énergétique texane, des familles texanes ont reçu des factures de 8 000 dollars parce qu'elles avaient justement consommé de l'électricité au moment des pics de prix. Par conséquent, l'intervenant n'est pas d'accord avec l'idée selon laquelle les consommateurs doivent s'adapter aux pics de prix du marché, parce que l'énergie est un besoin fondamental qui, souvent, ne permet pas aux consommateurs de décider eux-mêmes quand la consommer. En résumé, le mécanisme de *scarcity pricing* est une politique de marché antisociale qui repose sur l'illusion néolibérale selon laquelle le consommateur doit se comporter comme un individu parfaitement rationnel sur le plan économique, qui a tout le choix et qui peut réaliser la transition énergétique verte grâce aux signaux de prix donnés par le marché. L'intervenant souligne d'ailleurs que la CREG a déjà averti que le système de *scarcity pricing* menace d'augmenter le prix de l'électricité. Ce mécanisme de *scarcity pricing*, malgré les objections soulevées, est-il malgré tout une option souhaitable pour M. Schittekatte?

À long terme, il est exact que l'achèvement de la transition énergétique verte est le seul moyen de sortir de cette crise énergétique. M. Schittekatte a indiqué que les voitures électriques joueront un rôle important dans ce cadre. L'intervenant ose en douter, d'autant plus que seule une partie de l'électricité utilisée par ces voitures est réellement verte. Le bilan CO_2 actuel d'une voiture électrique n'est donc pas si formidable. À cela s'ajoute l'aspect beaucoup plus important de la pollution de l'environnement liée à l'extraction des métaux rares nécessaires à la construction des voitures électriques, et plus particulièrement de leur batterie. Par conséquent, son groupe n'est pas très enthousiaste à l'égard de la voiture électrique en raison de son bilan environnemental global. Selon l'intervenant, il convient de consacrer beaucoup plus d'efforts aux transports publics et à la mobilité douce.

M. Christian Leysen (Open Vld) souligne qu'il est clair qu'il convient de faire une distinction entre la crise du gaz et le marché de l'électricité. En ce qui concerne le marché de l'électricité, l'intervenant souhaite plus de précisions sur la relation entre le marché à court terme

alle Europese transacties bijgehouden. In principe zou het volgens de spreker dus perfect mogelijk moeten zijn om de REMIT-database te gebruiken.

Inzake de elektriciteitsmarkt in Texas, meent de spreker dat in die Amerikaanse staat botweg een systeem van *scarcity pricing* wordt toegepast. De spreker is verbaasd dat de heer Schittekatte naar deze staat verwijst als positief voorbeeld want tijdens de Texaanse energiecrisis leidde dit systeem toch tot een sociale catastrofe. Hij herinnert zich Texaanse gezinnen die tijdens de Texaanse energiecrisis facturen van 8 000 dollar ontvingen omdat ze net tijdens de prijspieken elektriciteit hadden verbruikt. Bijgevolg is de spreker het er niet mee eens dat de consument zich moet aanpassen aan de prijspieken van de markt en dit omwille van het feit dat energie een basisbehoefte is waarbij de consument vaak zelf niet kan bepalen wanneer men energie verbruikt. Kortom, het mechanisme van *scarcity pricing* is een asociaal marktbeleid dat uitgaat van de neoliberale illusie dat de consument zich moet gedragen als een perfect economisch rationeel individu die alle keuze heeft en daarbij de groene energietransitie kan realiseren dankzij de prijssignalen die vanuit de markt verleend worden. De spreker wijst er trouwens op dat de CREG reeds eerder heeft gewaarschuwd dat het systeem van *scarcity pricing* de prijs van elektriciteit net wel dreigt te verhogen. Is dit mechanisme van *scarcity pricing* ondanks de aangehaalde bezwaren dan toch een wenselijk optie voor de heer Schittekatte?

Op lange termijn is het inderdaad zo dat de voltooiing van de groene energietransitie de enige uitweg is uit deze energiecrisis. De heer Schittekatte heeft hierbij aangegeven dat in dit kader een belangrijke rol is weggelegd voor de elektrische wagen. De spreker durft dit te betwijfelen zeker omdat de geproduceerde elektriciteit waarop deze wagens rijden thans slechts voor een gedeelte effectief groen is. De huidige CO_2-balans van een elektrische wagen is bijgevolg niet zo denderend. Daarenboven is er ook nog het veel belangrijkere aspect van de milieuvervuiling die gepaard gaat met de ontginning van de zeldzame metalen die nodig zijn voor de bouw van de elektrische wagen, en meer bepaald voor de batterij van de elektrische wagen. Zijn fractie is bijgevolg niet zo enthousiast over de elektrische wagen omwille van de globale milieubalans. Volgens de spreker moet er veel meer ingezet worden op het openbaar vervoer en zachte mobiliteit.

De heer Christian Leysen (Open Vld) merkt op dat het duidelijk is dat er een onderscheid moet gemaakt worden tussen de gascrisis en de elektriciteitsmarkt. Inzake de elektriciteitsmarkt wil de spreker graag meer duiding over de verhouding tussen de kortetermijnmarkt en de

et le marché à long terme. Environ 12 % des transactions sont des transactions à court terme et 88 % sont des transactions à long terme. Par conséquent, l'intervenant se demande s'il est possible de modifier le cadre actuel, selon lequel le marché à court terme détermine le prix final, afin de parvenir à une fixation des prix plus complète et plus correcte.

Ensuite, l'intervenant note que le système *pay-as-bid* est actuellement opérationnel en Écosse. L'intervenant demande à M. Schittekatte quelle est l'efficacité de ce système par rapport au modèle de marché en vigueur en Belgique.

En ce qui concerne les options de stabilité ou *affordability options*, l'intervenant se demande si ce système devrait être utilisé à l'avenir. Quelle est la position de M. Schittekatte à ce sujet?

Enfin, l'intervenant remet en question les choix géopolitiques actuels de l'Union européenne, qui sont principalement guidés par l'émotion plutôt que par la raison et qui ont des effets secondaires involontaires tels qu'une forte volatilité du prix du gaz et l'importation croissante de gaz de schiste américain, dont l'empreinte négative est bien plus importante que celle du gaz naturel russe.

M. Kris Verduyckt (Vooruit) se demande où se situe l'erreur systémique dans le *marginal pricing*. Ce système devrait permettre aux producteurs d'énergie de récupérer leurs coûts d'investissement, mais l'intervenant constate au contraire qu'un grand producteur d'énergie transfère ses bénéfices à sa société mère française et que le gouvernement doit mettre au point toutes sortes de mécanismes de subvention pour encourager l'investissement dans des capacités supplémentaires.

En outre, il y a aussi les nombreux fournisseurs d'énergie qui opèrent sur le marché complexe de l'énergie d'aujourd'hui où, en tant que consommateur, on peut être sûr de deux choses, à savoir que l'on ne comprend rien au contenu des factures et que l'on paie trop cher son énergie, de sorte que ce marché complexe de l'énergie est en fait devenu un modèle de profit pour les fournisseurs d'énergie.

Ensuite, l'intervenant souhaite obtenir davantage de précisions sur l'effet des investissements dans la capacité énergétique basée sur l'énergie verte sur l'évolution du *marginal pricing*. L'intervenant estime que doubler la part de l'énergie solaire et éolienne dans la production d'électricité n'aura aucun effet sur le prix de l'électricité. Il restera probablement aussi élevé. Par conséquent, le système n'incite pas à investir dans la transition énergétique verte.

langetermijnmarkt. Ongeveer 12 % van de transacties zijn op korte termijn en 88 % op lange termijn. Bijgevolg vraagt de spreker zich af of het mogelijk is om het huidige kader waarbij de kortetermijnmarkt bepalend is voor de eindprijs aan te passen teneinde een meer volledige en correcte prijszetting te realiseren.

Vervolgens merkt de spreker op dat het *pay-as-bid*-systeem thans operationeel is in Schotland. De spreker had graag van de heer Schittekatte vernomen wat de efficiëntie is van een dergelijk systeem ten opzichte van het in België geldende marktmodel.

Betreffende de stabiliteitsopties of *affordability options*, vraagt de spreker zich af of dit systeem in de toekomst moet aangewend worden. Hoe staat de heer Schittekatte hiertegenover?

Tot slot plaatst de spreker vraagtekens bij de huidige geopolitieke keuzes van de Europese Unie die vooral op emotie drijven in plaats van op ratio waardoor zij onbedoelde neveneffecten hebben zoals een sterke volatiele gasprijs en de stijgende import van Amerikaanse schaliegas wat een veel grotere negatieve voetafdruk heeft dan het Russische aardgas.

De heer Kris Verduyckt (Vooruit) vraagt zich af waar de systeemfout zit in de *marginal pricing*. Dit systeem zou moeten toelaten aan de energieproducenten om hun investeringskosten te recupereren, maar de spreker stelt daarentegen vast dat een belangrijke energieproducent zijn winsten doorsluist naar het Franse moederbedrijf en dat de overheid allerhande subsidiemechanismen moet ontwikkelen om investeringen in bijkomende capaciteit te stimuleren.

Daarnaast zijn er ook nog de vele energieleveranciers die binnen de huidige complexe energiemarkt opereren waarbij men als consument zeker is van twee zaken, met name dat hij de opmaak van zijn facturen niet begrijpt en dat hij teveel betaalt voor zijn energie waardoor die complexe energiemarkt eigenlijk een winstmodel is geworden voor de energieleveranciers.

Vervolgens wil de spreker meer duiding bij het effect van de investeringen in energiecapaciteit op basis van groene energie op de evolutie van de *marginal pricing*. De spreker meent dat een verdubbeling van het aandeel zonne- en windenergie in de elektriciteitsproductie geen enkele invloed zal hebben op de elektriciteitsprijs. Die zal waarschijnlijk even hoog blijven. Bijgevolg is er geen prikkel in het systeem om te investeren in de groene energietransitie.

Enfin, l'intervenant évoque le modèle du prix de revient majoré, qui préconise une planification et un fonctionnement plus centralisés du marché de l'électricité. Selon M. Schittekatte, ce modèle se traduirait par un recul de l'innovation et de l'efficacité. L'intervenant fait part de sa perplexité. M. Schittekatte pourrait-il préciser les facteurs et les dynamiques spécifiques qui seraient à l'origine de cette tendance à réduire l'innovation et l'efficacité?

M. Dieter Vanbesien (Ecolo-Groen) revient brièvement sur le sujet des voitures électriques. M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB), son collègue, a souligné, à juste titre, qu'une voiture électrique n'est pleinement respectueuse du climat que si l'électricité qu'elle consomme provient à 100 % de sources renouvelables. Il en a conclu que tant que ce ne sera pas le cas, il serait préférable de ne pas profiter de l'offre actuelle de voitures électriques. L'intervenant estime que cette conclusion est erronée et qu'il convient d'adopter une approche double: investir davantage dans l'augmentation de la capacité de production d'énergie renouvelable tout en accélérant l'électrification du parc automobile. Il ne serait donc guère judicieux de ralentir la promotion des voitures électriques.

L'intervenant aborde ensuite le système du raccordement des véhicules au réseau (*vehicle-to-grid*), dans le cadre duquel la voiture électrique est chargée durant la journée et utilisée durant la nuit pour apporter un approvisionnement supplémentaire au moment du pic habituel de consommation des ménages. Cette technique permettrait de lisser les pics et d'équilibrer davantage l'offre et la demande, ce qui réduirait le prix global de l'électricité et renforcerait sa stabilité. Où cette technologie en est-elle et quand ce système pourrait-il être opérationnel?

M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB) précise qu'il n'a pas dit qu'il remettait en cause l'électrification du parc automobile. Il est évident que les services publics, les ambulanciers, les infirmiers à domicile, doivent avoir des voitures individuelles et qu'il est préférable que celles-ci soient électriques. L'intervenant tient toutefois à souligner que le modèle actuel d'une, voire de deux voitures par famille doit être abandonné et ne peut pas être poursuivi avec les voitures électriques. En outre, la fabrication et le traitement des batteries risquent de poser un problème environnemental considérable.

3. ***Réponses de M. Schittekatte***

M. Tim Schittekatte, chercheur postdoctoral rattaché à la Florence School of Regulation et au MIT Energy Initiative, observe d'abord que l'impact du commerce

Tot slot haakt de spreker in op het kostenplusmodel, wat een meer centrale planning en werking van de elektriciteitsmarkt voorstaat. Dit model zou volgens de heer Schittekatte voor minder innovatie en minder efficiëntie zorgen. De spreker vraagt zich af of dit wel klopt. Kan de heer Schittekatte hierbij meer toelichting geven en duiden welke specifieke factoren en dynamieken deze tendens voor minder innovatie en efficiëntie veroorzaken?

De heer Dieter Vanbesien (Ecolo-Groen) haakt nog kort even in op het onderwerp van de elektrische wagen. Zijn collega, met name de heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB), had terecht aangestipt dat een elektrische wagen pas ten volle klimaatvriendelijk is op het ogenblik dat de aangeleverde stroom voor de volle 100 % afkomstig is uit hernieuwbare energiebronnen. Hij verbond hieraan de conclusie om in afwachting dan maar niet in te gaan op het huidige aanbod aan elektrische wagen. De spreker meent dat dit een verkeerde conclusie is en hij vindt dat dit een dubbel verhaal is waarbij er meer moet ingezet worden op het vergroten van de productiecapaciteit van hernieuwbare energie en gelijktijdig het versnellen van de elektrificatie van het wagenpark. Het is bijgevolg geen goed idee om de promotie van elektrische wagens af te remmen.

Vervolgens gaat de spreker in op het *vehicle-to-grid*-systeem waarbij de elektrische wagen overdag wordt opgeladen om 's avonds bij de gebruikelijke piek in het stroomverbruik van de gezinnen ingezet te worden om een extra aanbod te creëren. Op die manier kunnen de pieken afgevlakt worden en kunnen de vraag en het aanbod meer in evenwicht worden gebracht waardoor de globale prijs van elektriciteit zal dalen en stabiel blijven. Hoe ver staat het thans met deze technologie en op welke termijn kan dit systeem operationeel zijn?

De heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB) stipt aan dat hij niet heeft beweerd om te dralen met de elektrificatie van het wagenpark. Het is evident dat openbare diensten, ambulanciers, thuisverplegers, over individuele wagens moeten beschikken en dat dan best elektrische wagens zijn. De spreker heeft echter willen aanhalen dat het bestaand model van een, laat staan twee wagens per gezin moet afgezworen worden en niet mag voortgezet worden aan de hand van elektrische wagens. Bovendien dreigt er nog een gigantisch milieuprobleem bij de fabricage en verwerking van de batterijen.

3. ***Antwoorden van de heer Schittekatte***

De heer Tim Schittekatte, post-doctoraal onderzoeker verbonden aan de Florence School of Regulation en MIT Energy Initiative, merkt voor eerst op dat de impact

de CO_2 au travers du système d'échange de quotas d'émission (ETS) et la hausse du coût du CO_2 ne sont responsables que de 15 % de la hausse actuelle des prix de l'énergie. La grande différence est que les recettes provenant de la hausse du prix du CO_2 seront reversées aux autorités publiques. Ces revenus devraient alors idéalement être investis dans des sources d'énergie renouvelable tournées vers l'avenir, mais pourraient également servir à amortir les éventuels chocs de prix pour les consommateurs, comme d'autres États membres de l'Union européenne le prévoient ou l'ont déjà fait, par exemple l'Allemagne.

Selon l'orateur, la détermination des secteurs stratégiques de l'économie constitue un choix politique. Dans une perspective économico-technique, l'orateur recommande de ne pas facturer des prix plus bas à ces entreprises, mais de prévoir par exemple un système de bons de valeur qui répondrait aux besoins spécifiques de ces entreprises importantes, sans influencer directement les prix. À cet égard, il importe de savoir que le prix du gaz naturel est trois à quatre fois plus élevé en Europe qu'aux États-Unis, où le prix du gaz naturel a du reste également beaucoup augmenté, si bien que, dans un marché globalisé, les secteurs à forte intensité énergétique en Europe sont confrontés à un énorme handicap en termes de coûts.

En ce qui concerne les investissements dans les énergies vertes, l'orateur constate qu'en Espagne et aux Pays-Bas, des projets particulièrement importants attendent d'être connectés au réseau. Le problème n'est pas tant le nombre d'investissements que la difficulté d'étendre le réseau pour réaliser leur connexion. À cet égard, les protestations locales, qui découlent souvent du réflexe "pas près de chez moi" (NIMBY ou *Not In My Backyard*), jouent souvent un rôle majeur. Dans ce domaine, il importe de trouver des compromis avec les sensibilités locales afin de pouvoir étendre les réseaux beaucoup plus rapidement. L'orateur insiste à ce sujet sur l'importance de l'interconnectivité entre les différents réseaux électriques, l'interconnectivité avec les réseaux connectés aux parcs éoliens *offshore* étant particulièrement cruciale pour la transition énergétique. La crise énergétique actuelle offre désormais une conjoncture favorable pour accélérer considérablement l'interconnectivité.

En ce qui concerne le plafonnement du prix du gaz naturel, l'orateur explique qu'il n'est favorable à cette idée que si la Russie rompt complètement et unilatéralement l'approvisionnement en gaz de l'Europe. Si les prix du gaz naturel sont relativement élevés aujourd'hui, c'est parce que les marchés tiennent compte de ce scénario en arrière-plan et l'intègrent déjà dans le prix. L'annonce d'un plafonnement des prix dans l'éventualité de cet

van de CO_2-handel via het *Emission Trading System* (ETS) en de stijging van de kostprijs van CO_2 slechts verantwoordelijk is voor 15 % van de huidige stijging van de energieprijzen. Het grote verschil bestaat erin dat de inkomsten van de hogere prijs van CO_2 terugvloeien naar de overheid. Deze inkomsten kunnen dan idealiter geïnvesteerd worden in toekomstgerichte, hernieuwbare energiebronnen, maar zouden ook kunnen aangewend worden om eventuele prijsschokken op te vangen voor consumenten zoals ook andere EU-lidstaten van plan zijn of al gedaan hebben, zoals onder meer Duitsland.

Het bepalen van de strategische sectoren in de economie is volgens de spreker een politieke keuze. Vanuit een economisch-technisch perspectief raadt de spreker aan om deze bedrijven geen lagere prijzen aan te rekenen, maar wel te werken via bijvoorbeeld een vouchersysteem waardoor er aan de specifieke noden van deze belangrijke bedrijven wordt tegemoetgekomen zonder de prijs rechtstreeks te beïnvloeden. Belangrijk hierbij om te weten is dat de aardgasprijs in Europa 3 tot 4 keer hoger ligt dan in de Verenigde Staten, waar de aardgasprijs trouwens ook reeds fors is gestegen, wat ervoor kan zorgen dat in een globale wereldmarkt de energie-intensieve sectoren in Europa een enorme kostenhandicap hebben.

Inzake de investeringen in groene energie, stelt de spreker vast dat er in Spanje en Nederland bijzonder grote projecten in wacht staan om geconnecteerd te worden op het net. Het probleem is niet zozeer het aantal investeringen maar wel problemen om het netwerk uit te breiden om de connectie te maken. Vaak spelen hierbij lokale protestacties een belangrijke rol die vaak hun oorsprong vinden in een NIMBY-mentaliteit (*Not in my backyard*). Het is belangrijk om op dat gebied compromissen te maken met de lokale gevoeligheden teneinde de netwerken veel sneller te kunnen uitbouwen. Hij wijst in dit verband op het belang van de interconnectiviteit tussen verschillende elektriciteitsnetwerken waarbij de interconnectiviteit met netwerken verbonden met windparken op zee bijzonder cruciaal is in het kader van de energietransitie. De huidige energiecrisis biedt thans het momentum om op het gebied van interconnectiviteit een belangrijke versnelling te plaatsen.

Met betrekking tot het prijsplafond voor aardgas, licht de spreker toe dat hij dit idee genegen is enkel en alleen indien Rusland de gastoevoer naar Europa volledig en eenzijdig zou afsluiten. De aardgasprijzen zijn thans relatief hoog omdat de markten in de achtergrond rekening houden met dit scenario en dit nu reeds in de prijs verwerken. De aankondiging van een prijsplafond bij een dergelijke ingrijpende gebeurtenis zal voor meer

événement majeur calmera les marchés de l'énergie. Indépendamment de la hauteur ou de la faiblesse du prix du gaz naturel, dans l'éventualité d'une telle intervention, l'Europe sera confrontée à une pénurie et à un manque d'approvisionnement en gaz naturel. Le rationnement sera nécessaire de toute façon, malgré les livraisons supplémentaires de GNL en provenance des États-Unis ou du Qatar, pour combler les lacunes de l'approvisionnement en gaz naturel. Il sera crucial, à cet égard, de déterminer à l'avance les secteurs qui seront éventuellement déconnectés du réseau de gaz naturel.

En ce qui concerne la fluctuation des prix journaliers de l'électricité, l'orateur convient que le consommateur moyen ne devrait pas être à la merci de la volatilité du marché. Cependant, la possibilité de s'en remettre à ces fluctuations devrait exister. Le consommateur qui choisira cette option fera des économies pour lui-même mais aussi pour le système dans son ensemble. Tous les consommateurs seront sourds et aveugles si l'on décide de ne pas autoriser cette formule. Il est donc important de maintenir cette possibilité qui, avec la numérisation croissante, permettra de répondre aux besoins d'un consommateur attentif. Cela rendra le système global moins coûteux car les coûts d'exploitation et d'investissement diminueront dans le sillage de l'optimisation de la demande.

L'orateur indique ensuite que ces vingt dernières années, le système de marché basé sur le *marginal pricing* a été plus avantageux que le modèle du prix de revient majoré. Cette différence n'est cependant pas particulièrement importante, comme l'ont souligné des études comparatives menées aux États-Unis sur la base d'un vaste ensemble de données et sur une période de vingt ans. Il s'agit d'une analyse très complexe car de très nombreux facteurs influencent le prix. Il importe de noter que le commerce entre les différents États des États-Unis s'est traduit par une réduction des coûts pour les États qui ont introduit le système de marché. Aux États-Unis, le rapport entre le modèle du marché et le modèle du prix de revient majoré est à peu près égal entre les États, mais le modèle du prix de revient majoré s'applique dans les États moins peuplés et à prédominance républicaine tandis que le modèle du marché s'applique principalement dans les États où les démocrates sont dominants sur le plan politique. Le maintien du modèle du prix de revient majoré dans certains États est dû au fait que ces États sont souvent dominés par un grand fournisseur d'énergie qui ne veut pas passer à un modèle de marché ouvert car il craint de perdre sa position confortable sur le marché.

Dans le cadre du fonctionnement du marché de l'électricité actuel, l'orateur estime que le marché à court terme fonctionne de manière suffisamment adéquate

rust zorgen op de energiemarkten. Ongeacht hoe hoog of hoe laag de prijs van aardgas zal zijn, bij een dergelijke interventie zullen er sowieso schaarste en tekorten optreden inzake de aardgasbevoorrading van Europa. Er zal sowieso nood zijn aan rantsoenering ondanks extra bevoorrading met LNG vanuit de Verenigde Staten of Qatar om de hiaten in de aardgasbevoorrading te vullen. Het is hierbij van cruciaal belang om op voorhand te bepalen welke sectoren wel en welke sectoren niet zullen losgekoppeld worden van het aardgasnetwerk.

Inzake de wisselende dagprijzen van elektriciteit, is de spreker het ermee eens dat de modale consument niet moet overgeleverd worden aan de volatiliteit van de markt. Desalniettemin moet dit echter een optie blijven om daaraan overgelaten te worden. De consument die voor deze optie kiest, zal geld uitsparen voor zichzelf maar ook voor het globale systeem. Het ogenblik waarop men zou beslissen om deze mogelijkheid niet toe te laten, maakt men alle consumenten doof en blind. Het blijft dus belangrijk om deze optie open te houden die door de toenemende digitalisering zal kunnen inspelen op de noden van een aandachtige consument waardoor het globale systeem minder duur wordt omdat zowel de operationele als de investeringskosten zullen dalen omwille van de optimalisatie van de vraag.

Vervolgens geeft de spreker aan dat het marktsysteem op basis van *marginal pricing* de afgelopen 20 jaar meer voordelig was dan het kostenplusmodel. Dit verschil is echter niet bijzonder groot. Dat heeft vergelijkend onderzoek uit de Verenigde Staten aangetoond op basis van een uitgebreide dataset en over een periode van 20 jaar. Dit is een bijzonder ingewikkelde analyse aangezien bijzonder veel factoren een invloed hebben op de prijs. Het is belangrijk om te noteren dat de handel tussen verschillende staten binnen de Verenigde Staten ervoor heeft gezorgd dat de kosten zijn gedrukt voor die staten die het marktsysteem hebben ingevoerd. Binnen de Verenigde Staten is de verhouding tussen het marktmodel en het kostenplusmodel ongeveer gelijk verdeeld tussen de verschillende staten, maar is het kostenplusmodel van toepassing in de minder bevolkte en hoofdzakelijk Republikeinse staten, terwijl het marktmodel hoofdzakelijk van toepassing is in de staten waar de Democraten de politieke plak zwaaien. De reden voor het behoud van het kostenplusmodel in bepaalde staten is ingegeven vanuit het feit dat deze staten vaak gedomineerd worden door een grote energieleverancier die niet wil overstappen naar een open marktmodel omdat deze dan zijn comfortabele marktpositie zou kwijtraken.

In het kader van de werking van de huidige elektriciteitsmarkt, meent de spreker dat de kortermijnmarkt voldoende adequaat functioneert, maar dat er verbeteringen

mais que des améliorations peuvent être apportées au niveau du marché à long terme que l'on pourrait utiliser pour souscrire pour ainsi dire une assurance au moyen d'*affordability options* afin d'obtenir un prix stable. L'orateur fait observer à cet égard que les contrats à long terme ne sont toutefois pas suffisamment longs et performants. Ce problème spécifique se situe toutefois au niveau européen. Il peut être intéressant à cet égard de jeter un œil sur le marché de l'électricité en Amérique latine qui est principalement articulé autour de l'énergie hydraulique. Cette source d'énergie implique un prix de l'énergie beaucoup plus bas durant certaines années et un prix de l'énergie beaucoup plus élevé au cours d'autres années en raison d'une longue période de sécheresse, par exemple. Les systèmes intégrés dans ce marché de l'électricité sont destinés à gérer les fluctuations de l'offre.

En d'autres termes, le défi consiste donc à rendre le marché à long terme plus performant au moyen de certaines interventions. Le *market design* du futur combinera dès lors un développement du réseau et un renforcement de la capacité de production verte, en vue d'optimiser le fonctionnement du marché à long terme, et ce en parallèle avec le marché à court terme qui complètera le fonctionnement du marché à long terme.

S'agissant des fondamentaux du marché de l'électricité actuel, l'orateur est convaincu que ceux-ci fonctionnent de manière adéquate. Même dans un système de prix de revient majoré, les prix élevés seraient actuellement également présents, mais ils seraient mieux masqués et moins transparents.

L'orateur estime que l'intervention de l'Espagne et du Portugal sur le marché de l'énergie n'est certainement pas la meilleure solution. Le problème est en effet que de l'électricité subsidiée en provenance d'Espagne sera importée en France dès à présent si bien que la consommation de gaz naturel en Espagne augmentera précisément pour générer de l'électricité vu que le gaz naturel et, par conséquent, la production d'électricité au moyen de ce combustible y sont moins chères que dans les pays voisins.

Un autre problème se situe au niveau de la composition de la production d'électricité qui est en partie hydraulique en Espagne au moyen de bassins d'eau. Ces producteurs risquent d'arrêter provisoirement leur production et de ne la relancer qu'à l'expiration du délai prévu pour le plafonnement des prix. C'est la raison pour laquelle l'utilisation d'énergie hydraulique diminuera à présent si bien que la consommation de gaz naturel augmentera pour combler cette lacune, ce qui aura pour effet d'augmenter la demande de gaz naturel et les subsides pour plafonner le prix. L'effet pervers est

mogelijk zijn op het niveau van de langetermijnmarkt waarbij men via deze markt aan de hand van *affordability options* als het ware een verzekering kan aangaan teneinde een stabiele prijs te verkrijgen. De spreker merkt hierbij op dat de langetermijncontracten echter niet voldoende lang genoeg en performant zijn. Dit specifieke probleem situeert zich echter op Europees niveau waarbij het interessant kan zijn om een kijkje te nemen op de elektriciteitsmarkt in Latijns-Amerika die voornamelijk wordt aangestuurd door waterkrachtenergie. Deze energiebron impliceert tijdens bepaalde jaren een veel lagere energieprijs en tijdens andere jaren een veel hogere energieprijs omdat er bijvoorbeeld een lange periode van droogte is. De systemen verwerkt in deze elektriciteitsmarkt zijn gewoon om deze schommelingen in het aanbod te verwerken.

Het is dus met andere woorden de uitdaging om de langetermijnmarkt aan de hand van bepaalde interventies meer performant te maken. Het *market design* van de toekomst is dan een combinatie van netwerkuitbouw en de verhoging van de groene productiecapaciteit om de werking van de langetermijnmarkt te optimaliseren en dit in overlap met de kortermijnmarkt die een aanvulling vormt van de werking van de langetermijnmarkt.

Met betrekking tot de *fundamentals* van de huidige elektriciteitsmarkt, is de spreker ervan overtuigd dat deze *fundamentals* adequaat functioneren. Zelfs in een kostenplussyteem zouden thans de hoge kosten ook aanwezig zijn maar zouden zij beter gemaskeerd en minder transparant zijn.

De interventie van Spanje en Portugal op de energiemarkt is zeker niet de beste oplossing volgens de spreker. Het probleem is immers dat ervan af heden gesubsidieerde elektriciteit van Spanje naar Frankrijk zal vloeien waardoor er net meer aardgas zal verbrand worden in Spanje om elektriciteit op te wekken aangezien het aardgas en dus de productie van elektriciteit met aardgas goedkoper is dan in de buurlanden.

Een ander probleem situeert zich op het niveau van de samenstelling van de elektriciteitsproductie die in Spanje gedeeltelijk verloopt via waterkrachtenergie aan de hand van waterbekkens. Deze producenten dreigen hun productie tijdelijk stop te zetten en pas opnieuw te lanceren op het ogenblik dat de termijn van het prijzenplafond is afgelopen. Hierdoor zal er thans minder waterkrachtenergie gebruikt worden waardoor er meer aardgas zal gebruikt worden om die lacune op te vullen, wat op haar beurt de vraag naar aardgas en de subsidies om de prijs te plafonneren zullen toenemen.

qu'une consommation accrue de gaz naturel résultera d'une telle distorsion du prix ce qui augmentera encore plus la demande et provoquera une flambée encore plus prononcée du prix du gaz naturel. L'orateur estime qu'une taxe sur les surprofits est plus salutaire que l'initiative de l'Espagne et du Portugal de subsidier le prix de l'électricité.

S'agissant de la *joint buyer solution* dans le cadre de laquelle du GNL est acheminé des États-Unis afin de compenser d'éventuelles pénuries d'approvisionnement en gaz naturel, l'orateur fait observer qu'il s'agit d'un mécanisme complémentaire à l'idée du plafonnement du prix du gaz naturel. En d'autres termes, les États-Unis devraient faire preuve de bonne volonté en vue de conclure des contrats avantageux d'approvisionnement en gaz naturel avec l'Union européenne. L'allocation entre les différents États membres de l'UE devra à son tour faire l'objet d'une décision conjointe du Conseil européen par exemple.

L'orateur estime qu'il faudra intervenir si des surprofits réalisés par Engie Electrabel sont transférés à la société-mère. Il n'a toutefois pas accès aux livres de cette société et ne peut donc pas formuler de jugements définitifs à cet égard.

Une taxe sur les surprofits peut être concrètement mise en place, d'une part, en examinant les livres de manière à obtenir une idée claire des prix qui étaient proposés tant par le biais du marché à court terme que par le biais du marché à long terme et, d'autre part, en prélevant une taxe sur les résultats financiers du producteur d'électricité. S'agissant de cette dernière option, le producteur peut cependant influencer ces résultats si bien que l'assiette de la taxe sur les surprofits est plus incertaine.

Dans le cadre du mix énergétique du futur, l'orateur met surtout l'accent sur l'interconnexion, la flexibilité de la demande, les batteries des voitures électriques ou des plus grandes unités de batterie, l'énergie solaire et l'énergie éolienne en mer. Le rôle de l'hydrogène sera vraiment visible au plus tôt en 2040-2050 et beaucoup plus réduit que le laissent entendre actuellement certains universitaires et/ou entreprises. Le coût de la nouvelle technologie nucléaire est énorme et il est justifié d'opter pour le maintien en activité des anciennes centrales nucléaires compte tenu de la crise qui sévit aujourd'hui sur le marché de l'énergie et moyennant de bonnes conditions.

En matière de tarif basé sur la capacité, l'orateur fait observer qu'il s'agit d'un instrument visant à réduire au maximum les coûts du réseau. On ne peut donc pas considérer cette mesure comme une punition infligée

Het perverse neveneffect bestaat er dus in dat men via een dergelijke distorsie van de prijs meer aardgas zal verbranden waardoor de vraag nog meer zal toenemen en de aardgasprijs nog verder de hoogte zal doen injagen. Hij meent dat een belasting op overwinsten heilzamer is dan het initiatief van Spanje en Portugal om de elektriciteitsprijs te subsidiëren.

Betreffende de *joint buyer solution* waarbij er LNG vanuit de Verenigde Staten wordt aangevoerd om mogelijke tekorten in de aanvoer van aardgas op te vangen, merkt de spreker op dat dit een complementair mechanisme is met het idee van het prijsplafond voor aardgas. Er zou dus met andere woorden *goodwill* moeten zijn vanuit de Verenigde Staten om met de Europese Unie gunstige aardgascontracten af te sluiten. De allocatie tussen de verschillende EU-lidstaten moet op haar beurt dan weer het voorwerp uitmaken van een gezamenlijke beslissing vanuit bijvoorbeeld de Europese Raad.

Indien er overwinsten door Engie Electrabel worden doorgesluisd naar het moederbedrijf moet er daar volgens de spreker tegen worden opgetreden. Hij heeft evenwel geen zicht op de boeken van deze vennootschap en kan daar dan ook geen definitieve uitspraken over doen.

Een belasting op overwinsten kan *in concreto* tot stand komen via, enerzijds, het doorlichten van de boeken zodat er een duidelijk beeld is op de prijzen die zowel via de kortetermijn- als de langetermijnmarkt werden aangeboden en, anderzijds, via een heffing op het financiële resultaat van de elektriciteitsproducent. In het kader van deze laatste optie kan de producent echter het financiële resultaat beïnvloeden waardoor de basis van de overwinstbelasting meer onzeker is.

In het kader van de energiemix van de toekomst, legt de spreker de nadruk vooral op interconnectie, flexibiliteit van vraag, batterijen via de elektrische wagen of grotere batterij-eenheden, zonne-energie en *off-shore*windenergie. De rol van waterstof zal ten vroegste in 2040-2050 echt zichtbaar zijn en veel kleiner zijn dan bepaalde academici en/of bedrijven vandaag propageren. De nieuwe nucleaire technologie is enorm duur en de optie om de oudere kerncentrales open te houden is, gezien de huidige crisissituatie op de energiemarkt en onder de juiste omstandigheden, te rechtvaardigen.

Inzake het capaciteitstarief, merkt de spreker op dat dit een *tool* is om de netwerkkosten te minimaliseren. Deze maatregel mag bijgevolg niet beschouwd worden als een straf voor de consument. Het enige negatieve

au consommateur. Le seul aspect négatif du tarif actuel basé sur la capacité est que le tarif n'est pas lié à la durée de la consommation tandis que cela fait bel et bien une différence si le consommateur génère une consommation d'électricité élevée. L'évolution du tarif basé sur le volume vers le tarif basé sur la capacité est néanmoins un pas dans la bonne direction.

Il sera possible à l'avenir d'empêcher de fortes hausses du prix du gaz naturel en souscrivant une assurance par le biais des *affordability options* de manière à optimiser les contrats à long terme.

On peut en effet constater a posteriori que certains des choix opérés lors de la conception du marché européen de l'énergie se révèlent aujourd'hui préjudiciables dans le cadre de la formation du prix. Les marchés gaziers dans une série de pays asiatiques, comme le Japon par exemple, ont fait d'autres choix à cet égard au cours des dernières décennies, en liant les prix du gaz naturel à un autre type d'indice.

L'orateur fait ensuite observer que ce sont tout de même surtout des acteurs privés qui entrent en concurrence les uns avec les autres afin de saisir l'opportunité que présentent les différents types de systèmes de subvention que les autorités prévoient dans le cadre du développement et du renforcement de la capacité de l'énergie verte. Il renvoie notamment à cet égard aux offres pour la concession de parcs éoliens dans la partie belge de la Mer du Nord. Concrètement, il existe un système hybride dans lequel les autorités définissent un certain nombre de règles mais où les différents acteurs peuvent faire valoir au maximum leurs atouts concurrentiels.

En ce qui concerne la crise énergétique texane, l'orateur souligne qu'il n'y aurait pas eu de différence entre le modèle basé sur le système de prix de revient majoré et le modèle de marché car un problème d'approvisionnement et d'offre se posait en raison d'un hiver très rigoureux au Texas qui perturbait considérablement l'exploitation de gaz naturel. La seule critique, qui a même conduit à des procédures judiciaires, est qu'aucun plafond de prix provisoire n'a été intégré dans le système de marché au cours de cette crise car il s'agissait d'une simple crise d'approvisionnement qui empêchait de trouver des producteurs supplémentaires sur le marché car aucune exploitation ne pouvait avoir lieu. L'incitant du prix avait ainsi été neutralisé et n'avait plus d'importance.

Enfin, l'orateur souhaite souligner que le modèle de marché présentant de fortes fluctuations des prix en fonction de l'offre d'électricité est bel et bien social car il est avant tout choisi sur base volontaire et parce que le prix global sera inférieur pour tout le monde en raison de la participation d'une partie des consommateurs à

aspect aan het huidige capaciteitstarief is dat het tarief niet tijdsgebonden is, terwijl het wel een verschil maakt wanneer de consument een hoog verbruik van elektriciteit genereert. Desalniettemin is de evolutie van het volumetrisch tarief naar het capaciteitstarief een stap in de goede richting.

In de toekomst kunnen sterke stijgingen van de aardgasprijs voorkomen worden door een verzekering af te sluiten via *affordability options* om op die manier de langtermijncontracten te optimaliseren.

Ex *post* kan men inderdaad tot de vaststelling komen dat er bij het design van de Europese energiemarkt bepaalde keuzes zijn gemaakt die thans zuur opbreken in het kader van de prijsvorming. De gasmarkten in een aantal Aziatische landen, zoals Japan, hebben daarbij de afgelopen decennia andere keuzes gemaakt, waarbij de aardgasprijzen gekoppeld zijn aan een ander type index.

De spreker merkt vervolgens op dat het toch vooral private spelers zijn die in competitie treden met elkaar om in te spelen op verschillende types subsidieregelingen waarin door de overheid voorzien wordt in het kader van de ontwikkeling en de uitbouw van de capaciteit van groene energie. Hij verwijst hierbij onder meer naar de biedingen voor de concessie van windmolenparken in het Belgische deel van de Noordzee. Het komt er dus op neer dat er een hybride systeem bestaat waarbij de overheid een aantal spelregels uittekent, maar waarbij de verschillende spelers op de markt hun concurrentietroeven maximaal kunnen uitspelen.

Met betrekking tot de Texaanse energiecrisis, stipt de spreker aan dat er geen verschil zou geweest zijn tussen het kostenplusmodel en het marktmodel omdat er een bevoorradings- en aanbodprobleem was omwille van de zeer strenge winter in Texas waardoor de ontginning van aardgas sterk verstoord was. Het enige punt van kritiek, en hierover hebben er zelfs rechtszaken plaatsgevonden, is dat er binnen het marktsysteem tijdens deze crisis geen tijdelijke prijsplafonds werden ingebouwd omdat het een loutere bevoorradingscrisis was waardoor er geen bijkomende producenten konden aangeboord worden op de markt omdat er geen ontginning kon plaatsvinden. De prijsprikkel was daardoor geneutraliseerd en niet langer van tel.

Tot slot wenst de spreker te benadrukken dat het marktmodel met sterk wisselende prijzen naargelang van het aanbod van elektriciteit net wel sociaal is omdat het vooreerst vrijwillig is en omdat de globale prijs voor iedereen lager zal zijn omwille van de deelname van een deel van de consumenten aan dat marktmodel

ce modèle de marché aux prix très volatils, prix qui sont déterminés par l'offre d'électricité. Le consommateur peut choisir ce modèle sur base volontaire afin de ne pas être exposé à ces fortes fluctuations de prix en signant des contrats à long terme. L'orateur souligne en outre que la voiture électrique ne disparaîtra pas. Il peut en outre soutenir le plaidoyer visant à accroître et à améliorer les transports en commun. Le système de la voiture au réseau (*vehicle-to-grid*) est en voie de s'imposer. Ce système n'est pas la panacée mais il constitue une importante pièce du puzzle dans le cadre du développement du réseau électrique du futur.

B. **Audition de MM. Koen Schoors (UGent), Koen Locquet et Andreas Tirez (membres du comité de direction de la CREG)**

1. ***Exposés des orateurs***

a) Exposé du prof. dr. Koen Schoors, UGent

Le prof. dr. Koen Schoors, UGent, souligne que M. Schittekatte a déjà expliqué que l'organisation de notre marché du gaz (la conception du marché) entraîne une forte hausse des prix du gaz qui entraîne à son tour une hausse des prix de l'électricité supérieure à son prix de revient, ce qui constitue une source de bénéfices supplémentaires pour les producteurs de gaz et d'électricité.

Le marché actuel de l'énergie est confronté à deux problèmes.

Le premier réside dans la forte augmentation des prix du gaz. On ne peut pas faire grand-chose pour y remédier. Cette augmentation n'est pas due à la pénurie de molécules de gaz, mais aux prévisions, en particulier aux estimations des acteurs du marché qui sont déjà intégrées dans le prix. Il s'agit d'un prix de guerre qui, par définition, n'est pas un prix de marché efficace et qui est principalement déterminé par des prévisions et non par des pénuries réelles.

La deuxième difficulté réside dans l'organisation de notre marché du gaz, qui a pour effet d'amplifier le problème des prix. La conception de notre marché crée un levier par lequel l'augmentation du prix du gaz entraîne une hausse démultipliée du prix de l'électricité. Le prix de l'électricité augmente plus vite que son coût ne le justifie. Cela crée une situation de pauvreté énergétique et d'inflation. L'inflation augmente plus vite en Belgique que dans les autres pays parce que les prix de l'électricité pratiqués chez nous augmentent plus vite. Ce taux d'inflation plus élevé crée une spirale des salaires qui entraîne une baisse de la compétitivité des

van sterk volatiele prijzen die bepaald worden door het aanbod van elektriciteit. De consument kan er vrijwillig voor opteren om niet blootgesteld te worden aan die sterke prijsschommelingen door het ondertekenen van langtermijncontracten. Daarenboven wijst hij erop dat de elektrische wagen niet zal verdwijnen. Verder kan hij het pleidooi voor meer en beter openbaar vervoer ondersteunen. Het *vehicle-to-grid*-systeem staat dicht bij zijn doorbraak. Het is geen wondermiddel, maar wel een belangrijk puzzelstukje in het kader van de ontwikkeling van het elektriciteitsnetwerk van de toekomst.

B. **Hoorzitting met de heren Koen Schoors (UGent), Koen Locquet en Andreas Tirez (leden van het directiecomité van de CREG)**

1. ***Uiteenzettingen van de sprekers***

a) Uiteenzetting van de heer prof. dr. Koen Schoors, UGent

De heer prof. dr. Koen Schoors, UGent, geeft aan dat de heer Schittekatte reeds heeft uitgelegd dat de manier waarop onze gasmarkt is georganiseerd (marktdesign) de gasprijzen sterk doet stijgen waardoor ook de elektriciteitsprijzen stijgen, zelfs meer dan de kosten. Zo ontstaan er extra winsten voor de gas- en elektriciteitsproducenten.

De huidige energiemarkt heeft te kampen met twee problemen.

Het eerste probleem vormt de sterke stijging van de gasprijzen. Echter kan er weinig worden gedaan om dit probleem te counteren. Deze stijging is niet te wijten aan het gebrek aan gasmoleculen maar wel aan de verwachtingen. Het gaat vooral om inschattingen van marktspelers die nu al in de prijs vervat zitten. Het gaat om een oorlogsprijs die per definitie geen efficiënte marktprijs is en die vooral wordt gedreven door verwachtingen en niet door effectieve tekorten.

Het tweede probleem bestaat erin dat de wijze waarop onze gasmarkt wordt georganiseerd het prijzenprobleem uitvergroot. Onze marktdesign creëert een hefboom waardoor het effect van de prijsstijging van gas wordt uitvergroot op de prijsstijging van elektriciteit. De prijs van elektriciteit stijgt sneller dan verantwoord wordt door de kosten. Daardoor ontstaat energiearmoede en inflatie. In België stijgt de inflatie sneller dan in de andere landen omdat onze elektriciteitsprijzen sneller stijgen. De hogere inflatie doet een loonprijsspiraal ontstaan wat aanleiding geven tot een verminderde competitiviteit van de Belgische bedrijven. Ons land moet daardoor

entreprises belges. La Belgique est donc contrainte de prendre des mesures qui ne doivent pas être prises dans les pays voisins.

Il convient dès lors de se demander comment le problème de la forte hausse des prix de l'énergie pourra être résolu. L'orateur estime que le modèle du marché n'est pas mauvais en soi. Des études montrent qu'aux États-Unis, le modèle du marché a généralement donné de meilleurs résultats que le modèle du prix de revient majoré par le passé. Ainsi, dans une situation ordinaire, le modèle du marché tend à être plus performant que le modèle du prix de revient majoré. Ce n'est toutefois pas vrai dans les situations de guerre telles que celle à laquelle l'Europe est actuellement confrontée. Lorsque les prix du gaz sont très élevés en temps de guerre, principalement en raison de prévisions et de spéculations, ces prix entraînent une augmentation des prix de l'électricité qui a, à son tour, des effets secondaires sur toute notre économie.

M. Schoors préconise dès lors d'adopter un modèle temporaire de prix de revient majoré qui pourrait par exemple être conditionné par les prix élevés du gaz en raison de la guerre en Ukraine. Grâce au modèle du prix de revient majoré, l'effet de levier afférent aux prix du gaz, qui entraîne une hausse des prix de l'électricité, disparaîtrait. Le problème de la hausse des prix de l'électricité pourrait donc être partiellement résolu en modifiant l'organisation de notre marché. L'orateur répète que l'augmentation des prix du gaz est due à la guerre et qu'il ne pourra pas y être remédié immédiatement.

L'orateur est convaincu que l'instauration d'un modèle temporaire de prix de revient majoré est préférable à la taxation des bénéfices excédentaires des producteurs d'électricité. La taxe sur les bénéfices excédentaires est peut-être plus facile à mettre en place sur le plan politique, mais elle ne résout pas le problème de l'inflation croissante, de la spirale des salaires et de la perte de compétitivité. Cette taxe apporte certes une solution face au problème de la pauvreté énergétique, car les recettes qui en découleraient pourraient être redistribuées aux citoyens les plus touchés par ce phénomène, mais elle serait perçue dans le cadre de l'impôt des sociétés, ce qui signifie que ses recettes ne parviendraient que plus tard aux pouvoirs publics. La redistribution se ferait donc de toute façon tardivement.

M. Schoors estime en tout cas que la réduction de la TVA sur l'électricité et le gaz est préférable à l'instauration d'une taxe sur les bénéfices excédentaires, car elle règle un problème essentiel: elle fait baisser les prix de l'électricité, ce qui permet de ralentir l'inflation et la spirale des salaires. La réduction de la TVA n'est

maatregelen nemen die in de ons omringende landen niet nodig zijn.

Vervolgens stelt zich de vraag hoe het probleem van sterk stijgende energieprijzen kan worden opgelost. De spreker is van mening dat het marktmodel in principe geen slecht model is. Uit studies blijkt dat in de Verenigde Staten het marktmodel in het algemeen in het verleden iets beter heeft gepresteerd dan het kostenplusmodel. In een gewone situatie heeft het marktmodel dus de neiging om beter te presteren dan het kostenplusmodel. Dit is echter niet het geval in een oorlogssituatie waarin Europa nu is beland. In deze oorlogssituatie wordt men geconfronteerd met zeer hoge gasprijzen die vooral zijn gebaseerd op verwachtingen en speculaties. Deze hoge gasprijzen leiden tot hoge elektriciteitsprijzen en hebben op hun beurt secundaire effecten op onze hele economie.

Daarom pleit de heer Schoors voor de invoering van een tijdelijk kostenplusmodel, bijvoorbeeld geconditioneerd door de hoge gasprijzen ten gevolge van de oorlog in Oekraïne. Het kostenplusmodel leidt ertoe dat de hefboom op de gasprijzen die aanleiding geeft tot hogere elektriciteitsprijzen wegvalt. Door onze marktdesign te wijzigen, kan het probleem van de stijgende elektriciteitsprijzen dus gedeeltelijk worden opgelost. De spreker herhaalt dat de stijging van de gasprijzen te wijten is aan de oorlog en niet onmiddellijk op te lossen is.

De spreker is ervan overtuigd dat een tijdelijk kostenplusmodel een betere oplossing is dan het belasten van overwinsten van de elektriciteitsproducenten. Een overwinstbelasting is politiek gezien misschien haalbaarder, maar lost niet het probleem op van de stijgende inflatie, de loonprijsspiraal en het competitiviteitsverlies. De overwinstbelasting reikt wel een oplossing aan voor de energiearmoede omdat de opbrengst van een overwinstbelasting kan worden herverdeeld onder de burgers die het meest te lijden hebben onder de energiearmoede. Bovendien wordt de overwinstbelasting geïnd in de vennootschapsbelasting, wat impliceert dat de opbrengst ervan maar later bij de overheid zal binnenkomen. De herverdeling zal dus sowieso laattijdig gebeuren.

Alleszins is de heer Schoors van mening dat de btw-verlaging op elektriciteit en gas een betere maatregel is dan een overwinstbelasting omdat het een stuk van het kernprobleem wegneemt: het doet de elektriciteitsprijzen dalen waardoor ook de inflatie en de loonprijsspiraal minder snel toenemen. Echter is de btw-verlaging ook

toutefois pas non plus une solution idéale, car elle élimine partiellement le signal prix.

La meilleure solution, pour faire face à la hausse des prix de l'énergie, est donc de modifier l'organisation du marché en instaurant un modèle temporaire de prix de revient majoré. Grâce à ce modèle, les prix de l'énergie seront moins sensibles aux fluctuations quotidiennes.

Les prix élevés de l'énergie affectent tout particulièrement les personnes qui ont peu de revenus, car le coût de la mobilité et du logement représente une part relativement élevée de leurs revenus. Les personnes qui ont peu de revenus conduisent souvent de vieilles voitures qui consomment beaucoup et nombreuses sont celles qui vivent dans des maisons anciennes et mal isolées. Des mesures structurelles telles que le développement d'une politique de logement décent et la garantie d'une meilleure accessibilité grâce à des investissements plus importants dans les transports publics pourraient contribuer à réduire le montant que ces personnes doivent dépenser pour l'énergie.

M. Schoors préconise ensuite l'instauration d'une taxe à l'importation sur le pétrole et le gaz russes. Eu égard au prix du marché mondial et à la substituabilité du pétrole et du gaz russes et compte tenu des investissements supplémentaires réalisés dans le domaine de l'énergie, le prix du pétrole et du gaz n'augmentera pas. Grâce aux recettes de la taxe à l'importation, une partie des fonds aujourd'hui transférés à la Russie pourront être utilisés pour compenser les pertes subies par les personnes à faibles revenus en raison des prix élevés de l'énergie. Cette taxe à l'importation pourrait assécher à terme le trésor de guerre russe, et la guerre en Ukraine pourrait s'achever plus tôt.

Enfin, l'orateur estime que cette situation de crise illustre la nécessité d'investir davantage dans les projets *offshore*. Les pouvoirs publics feraient bien d'assouplir les procédures relatives à ces projets afin d'accélérer les investissements. Si l'organisation du marché reste inchangée, la solution consistera à ne pas faire dépendre le prix marginal de l'électricité du prix du gaz. La centrale marginale ne pourra donc plus être la centrale au gaz, qui a un coût élevé. Si l'on augmente fortement le nombre d'éoliennes, on produira encore plus d'électricité éolienne et il faudra encore moins de centrales au gaz, ce qui réduira également l'effet de levier sur le prix de l'électricité.

M. Schoors préconise, pour le long terme, un système dans lequel les énergies renouvelables devront être surproportionnées. Cela signifie que la production d'énergie éolienne et solaire sera alors excédentaire

geen ideale oplossing omdat het prijssignaal deels wordt weggenomen.

De beste oplossing om iets te doen aan de stijgende energieprijzen is dus het sleutelen aan de marktdesign door de invoering van een tijdelijk kostenplusmodel. Dit model zal ertoe leiden dat de energieprijzen minder onderhevig zijn aan dagelijkse schommelingen zoals nu het geval is.

De hoge energieprijzen raken vooral de mensen met een laag inkomen omdat de kosten voor mobiliteit en huisvesting voor hen relatief hoog liggen ten opzichte van hun inkomen. Mensen met een laag inkomen rijden vaak met oude wagens die veel verbruiken en wonen vaak in oudere, slecht geïsoleerde woningen. Structurele maatregelen, zoals de uitwerking van een fatsoenlijk huisvestingsbeleid en het creëren van een betere bereikbaarheid door meer investeringen in het openbaar vervoer, kunnen ertoe bijdragen dat mensen met een laag inkomen minder moeten uitgeven aan energie.

Vervolgens pleit de heer Schoors voor het invoeren van een importheffing voor de invoer van Russische olie en gas. Door de wereldmarktprijs en de vervangbaarheid voor Russisch olie en gas en bijkomende investeringen op het vlak van energie, zal de olie- en gasprijs niet stijgen. De opbrengst van de importheffing zorgt ervoor dat een stuk van het geld dat nu naar Rusland gaat, kan gebruikt worden om mensen met een laag inkomen te compenseren voor de hoge energieprijzen. Dergelijke importbelasting kan op termijn de Russische oorlogskas droogleggen waardoor de oorlog in Oekraïne ook vroeger zal eindigen.

Tot slot is de spreker van mening dat deze crisissituatie de noodzaak illustreert van meer investeringen in offshore-projecten. De overheid zou er goed aan doen om de procedures voor dergelijke projecten te versoepelen zodat de investeringen kunnen worden versneld. Als het marktdesign behouden blijft, bestaat de oplossing erin om de marginale prijs niet te laten afhangen van gas. Men dient er dus voor te zorgen dat de marginale centrale niet langer de dure gascentrale is. Als er nog veel meer windmolens zijn dan nu zal nog meer elektriciteit worden opgewekt door windenergie en zullen er nog minder gascentrales nodig zijn waardoor ook de hefboom op de elektriciteitsprijs kleiner wordt.

Op lange termijn pleit de heer Schoors voor een systeem waarbij hernieuwbare energie overgeproportioneerd is, dit betekent dat er op een normale dag te veel energie is door wind en zon. Zo is er maar heel

au cours d'une journée normale. Il ne faudra dès lors disposer que d'une capacité de réserve (centrales au gaz ou systèmes de batteries) très limitée. Le coût nécessaire pour les investissements massifs dans les énergies renouvelables s'amortira à terme.

b) Exposé de M. Koen Locquet, président faisant fonction du comité de direction, et M. Andreas Tirez, directeur Fonctionnement technique du marché de l'électricité et du marché de la CREG (sur le rapport ACER "Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design").

M. Koen Locquet, président faisant fonction du comité de direction de la CREG, et *M. Andreas Tirez, directeur Fonctionnement technique du marché de l'électricité et du marché du gaz de la CREG*, présentent leur exposé en s'appuyant sur un diaporama PowerPoint joint au présent rapport.

2. ***Questions et observations des membres***

M. Bert Wollants (N-VA) déduit des exposés des orateurs qu'il n'existe pas de solution rapide pour ce problème. Les prix élevés de l'énergie sont dus, dans une large mesure, au prix élevé du gaz et également, dans une moindre mesure, au prix élevé du CO_2. Contrairement à M. Schoors, l'intervenant estime que les pouvoirs publics ne récupèrent qu'une part très limitée du prix plus élevé du CO_2, car la part du fossile dans notre production d'électricité ne fluctue qu'entre 5 % et 20 %, et les pouvoirs publics ne mettent que cette part aux enchères.

L'intervenant s'intéresse ensuite au plaidoyer du professeur Schoors selon lequel un surdimensionnement du système en matière d'énergie renouvelable pourrait résoudre le problème des prix élevés de l'énergie. M. Wollants doute que ce système résoudra le problème. L'énergie renouvelable éolienne ou solaire n'étant pas toujours disponible et étant très volatile, il faudra toujours une centrale au gaz servant de centrale marginale qui fixera également le prix de marché. On peut éventuellement envisager d'autres sources d'énergie renouvelable que l'énergie éolienne ou solaire. L'idée de réaliser des investissements supplémentaires dans l'énergie éolienne *offshore* semble intéressante, mais l'intervenant estime qu'elle est peu réaliste. L'obtention de l'autorisation pour la ligne haute tension Ventilus, qui devra connecter les éoliennes en mer avec le réseau terrestre, risque de devenir un travail de longue haleine.

En ce qui concerne la taxe sur les importations de pétrole et de gaz russes, l'intervenant fait observer qu'il s'agit également d'une idée intéressante. M. Wollants s'interroge toutefois à propos du calendrier et de la mise

weinig reservecapaciteit (gascentrales of batterijsystemen) nodig. De investeringskosten die nodig zijn voor massale investeringen in hernieuwbare energie betalen zich op termijn terug.

*b) Uiteenzetting van de heer Koen Locquet, waarnemend voorzitter van h*et *Directiecomité, en de heer Andreas Tirez, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt van de CREG (over h*et *ACER-verslag "Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Mark*et *Design").*

*De heer Koen Locquet, waarnemend voorzitter van h*et *Directiecomité van de CREG* en *de heer Andreas Tirez, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt van de CREG,* geven een uiteenzetting aan de hand van een powerpointpresentatie die als bijlage wordt gevoegd bij dit verslag.

2. ***Vragen en opmerkingen van de leden***

De heer Bert Wollants (N-VA) begrijpt uit de uiteenzettingen van de spreker dat er geen snelle oplossing bestaat voor het probleem. De hoge energieprijzen worden in belangrijke mate veroorzaakt door de hoge gasprijs en in beperkte mate ook door de hoge CO_2-prijs. In tegenstelling tot de heer Schoors is de spreker van mening dat de hogere CO_2-prijs maar zeer beperkt terugvloeit naar de overheden omdat het fossiele aandeel van onze elektriciteitsproductie maar varieert tussen 5 % en 20 %, enkel dat deel wordt door de overheden geveild.

De spreker staat vervolgens stil bij het pleidooi van de professor Schoors dat een overgedimensioneerd systeem op vlak van hernieuwbare energie het probleem van de hoge energieprijzen zou oplossen. De heer Wollants betwijfelt of dergelijk systeem het probleem zal oplossen. Hernieuwbare energie uit wind en zon is niet altijd voorradig en is zeer volatiel waardoor er altijd een gascentrale als marginale centrale zal nodig zijn die ook de marktprijs bepaalt. Eventueel kunnen er andere bronnen van hernieuwbare energie dan wind en zon worden overwogen. Bijkomende investeringen in offshore windenergie lijken een interessant idee, maar lijken de spreker weinig realistisch. Het verkrijgen van de vergunning voor de Ventilus-hoogspanningslijn die de windmolens op zee moeten verbinden met het vasteland dreigt een werk van lange adem te worden.

Wat de importheffing op Russische olie en gas betreft, merkt de spreker op dat dit ook een interessante denkpiste is. Alleen stelt de heer Wollants zich vragen over het tijdskader en de praktische uitwerking ervan.

en œuvre pratique de cette idée. L'intervenant n'est pas non plus convaincu que cette taxe sur les importations induira une baisse du prix.

En ce qui concerne la formation des prix sur le marché, l'intervenant constate qu'il existe un écart entre les grands fournisseurs d'électricité et les consommateurs et les PME. Les grands fournisseurs achètent de l'électricité à long terme au travers de contrats de couverture de risque, leur permettant de se couvrir contre les hausses de prix. L'intervenant se demande pourquoi cette possibilité n'est pas prévue dans les contrats d'électricité proposés aux ménages et aux PME. Les experts estiment-ils que ce soit faisable?

M. Wollants conclut qu'il n'existe pas de panacée pour résoudre le problème actuel des prix élevés de l'énergie. Il semblerait que les prix de l'énergie demeureront élevés pendant plusieurs années. Il se demande dès lors si la bonne solution ne réside pas à plus long terme dans l'instauration d'un modèle temporaire du prix de revient majoré. Il souhaite savoir si les experts ont d'autres conseils pour s'attaquer au problème des prix.

Mme Kim Buyst (Ecolo-Groen) exprime son intérêt pour le modèle temporaire du prix de revient majoré présenté par le professeur Schoors. Est-ce un modèle que la Belgique peut instaurer à son niveau ou cette décision doit-elle être prise à l'échelle européenne?

En ce qui concerne le plaidoyer du professeur Schoors en faveur du surdimensionnement de l'énergie renouvelable, l'intervenante se demande si notre pays dispose encore de suffisamment de place pour installer des éoliennes supplémentaires tant en mer que sur terre. Elle souligne que la réalisation d'investissements supplémentaires dans l'énergie éolienne est subordonnée à la possibilité d'obtenir les autorisations nécessaires pour les lignes à haute tension.

Il ressort du rapport de l'ACER que le modèle du prix de revient majoré n'est pas idéal, car il a une très grande incidence sur le fonctionnement du marché. Les experts de la CREG estiment-ils que le modèle temporaire du prix de revient majoré constitue une meilleure option?

L'intervenante estime que les mesures prises par le gouvernement en vue de réduire la facture énergétique sont un remède nécessaire, mais qu'elles ne suppriment pas la cause du problème. À cet effet, il convient de réduire notre dépendance à l'égard d'une énergie fossile onéreuse. Comment la formation des prix peut-elle encourager à prendre des mesures plus structurelles?

Tout comme le rapport de l'ACER, Mme Buyst souligne l'importance de la protection du consommateur.

De spreker is er ook niet van overtuigd of dergelijke importheffing de prijs zal doen dalen.

Met betrekking tot de prijsvorming op de markt stelt de spreker een kloof vast tussen de grote aanbieders van elektriciteit en de consumenten en kmo's. Grote aanbieders kopen elektriciteit aan op lange termijn via *hedging*contracten waardoor ze zich kunnen indekken tegen prijsstijgingen. De spreker stelt zich de vraag waarom in deze mogelijkheid niet is voorzien in de elektriciteitscontracten voor gezinnen en kmo's. Achten de experten deze mogelijkheid haalbaar?

De heer Wollants besluit dat er geen mirakeloplossingen bestaan om het huidige probleem van de hoge energieprijzen op te lossen. Het ziet ernaar uit dat de energieprijzen nog een aantal jaren hoog zullen blijven. Hij vraagt zich dan ook af of een invoering van een tijdelijk kostenplusmodel op langere termijn de juiste oplossing is. Hij verneemt graag bijkomende tips van de experten om het prijzenprobleem aan te pakken.

Mevrouw Kim Buyst (Ecolo-Groen) drukt haar interesse uit voor het tijdelijk kostenplusmodel dat wordt voorgesteld door professor Schoors. Gaat het om een model dat België alleen kan invoeren of dient dit op Europees niveau te gebeuren?

Met betrekking tot het pleidooi van professor Schoors om hernieuwbare energie te overdimensioneren, vraagt de spreekster zich af er in ons land genoeg plaats is voor bijkomende windmolens zowel op zee als op land. Zij benadrukt dat bijkomende investeringen in windenergie alleen maar mogelijk zijn als daarvoor de nodige vergunningen voor hoogspanningslijnen kunnen worden afgeleverd.

Het rapport van ACER toont aan dat het kostenplusmodel niet ideaal is omdat de impact ervan op de marktwerking zeer groot is. Is een tijdelijk kostenplusmodel dan volgens de experten van de CREG een betere optie?

De maatregelen die de regering heeft genomen om de energiefactuur te laten dalen, ziet de spreekster als een noodzakelijk pijnstiller maar ze lossen de oorzaak van het probleem niet op. Daarvoor moet onze afhankelijkheid van dure fossiele energie worden afgebouwd. Op welke manier kan prijsvorming een incentive geven om meer structurele maatregelen te nemen?

Net zoals het rapport van ACER benadrukt mevrouw Buyst het belang van de bescherming van de

Un tarif d'électricité dynamique n'est à conseiller que si le consommateur dispose de suffisamment de connaissances et de temps pour étudier les tarifs. Est-il exact que l'ACER plaide par conséquent pour un tarif fixe pouvant être modifié à certains moments de l'année? Sur quels points ce système diffère-t-il des plans tarifaires actuels?

M. Malik Ben Achour (PS) estime que le modèle temporaire du prix de revient majoré présenté par M. Schoors est une idée intéressante. M. Schoors a-t-il simulé l'incidence de ce modèle sur les prix de l'énergie et surtout l'incidence pour les ménages? Ce modèle permettra-t-il effectivement d'entraîner une baisse des prix?

En ce qui concerne le rapport de l'ACER, l'intervenant fait observer que ce rapport défend le modèle de marché tout en plaidant en faveur de la protection des ménages. L'ACER part du principe que cette protection doit être à charge de l'État, et donc du contribuable, alors que les entreprises du secteur énergétique peuvent conserver leurs bénéfices. Il s'agit donc d'une socialisation des coûts et d'une privatisation des bénéfices. M. Ben Achour estime que cette vision de l'ACER pose tout de même problème.

En ce qui concerne le mécanisme de la couverture de risque, qui permet de plafonner les prix, il convient néanmoins de rémunérer les fournisseurs d'énergie pour les risques qu'ils prennent. Qui paiera ce risque? Quel est le rôle des pouvoirs publics dans un mécanisme de ce type?

En ce qui concerne le programme d'achat commun européen (*Joint Buyer*), l'intervenant se demande quelle sera la répartition entre les différents États membres. Quels seront les accords conclus entre les différents États membres?

Enfin, M. Ben Achour évoque la taxe sur les importations de gaz et de pétrole russes. Cette taxe aura-t-elle une incidence sur l'organisation du marché de l'énergie et sur la formation des prix ou ne doit-elle être considérée que comme un instrument géopolitique? Cette taxe sur les importations peut-elle être intégrée dans le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières adopté au début de cette année au niveau européen?

M. Christophe Bombled (MR) fait observer que dans son rapport, ACER souligne qu'il s'agit de voir si la manière dont le marché fonctionne permettra la transition verte qu'ambitionne l'Union européenne. L'agence estime qu'il n'est pas nécessaire d'entièrement revoir sa copie: la crise actuelle n'est pas due à un dysfonctionnement du marché de gros de l'électricité, ce dernier a même dans une certaine mesure aidé à mitiger la crise. Le rapport

consument. Een dynamisch elektriciteitstarief is alleen maar aan te raden als de consument voldoende kennis en tijd heeft om de tarieven te bestuderen. Is het juist dat ACER daarom pleit voor een vast tarief dat op bepaalde momenten per jaar kan worden gewijzigd? Waarin verschilt dat systeem met de huidige tariefplannen?

De heer Malik Ben Achour (PS) is van mening dat het tijdelijk kostenplusmodel dat werd voorgesteld door de heer Schoors een interessante denkpiste is. Heeft de heer Schoors simulaties gemaakt van de impact dat dit model zou hebben op de energieprijzen en dan vooral voor de gezinnen? Zal dit model werkelijk tot een prijsdaling leiden?

Wat het rapport van ACER betreft, merkt de spreker op dat het rapport het marktmodel verdedigt, maar tegelijkertijd pleit voor de bescherming van de gezinnen. ACER gaat ervan uit dat de staat en dus de belastingbetaler moet opdraaien voor deze bescherming, terwijl de energiebedrijven hun winsten kunnen behouden. Het gaat dus om een socialisering van de kosten en een privatisering van de winsten. De heer Ben Achour vindt deze visie van ACER toch wel problematisch.

Met betrekking tot het *hedging*mechanisme waarbij de prijzen worden geplafonneerd dienen de energieleveranciers toch te worden vergoed voor het risico dat ze nemen. Wie zal dat risico te betalen? Wat is de rol van de overheid in dergelijk *hedging*mechanisme?

Wat het gezamenlijk Europees aankoopprogramma (*Joint Buyer*) betreft, vraagt de spreker zich af hoe de verdeling zal gebeuren tussen de verschillende lidstaten. Welke afspraken zullen er worden gemaakt tussen de lidstaten?

Tot slot staat de heer Ben Achour nog stil bij de importheffing op Russisch gas en olie. Zal deze heffing een impact hebben op de organisatie van de energiemarkt en de prijsvorming of is het enkel te beschouwen als een geopolitiek instrument? Kan deze importheffing geïntegreerd worden in het *Carbon Border Adjustment Mechanism* dat begin dit jaar op Europees niveau werd aangenomen?

De heer Christophe Bombled (MR) merkt op dat ACER er in zijn rapport op wijst dat moet worden nagegaan of de wijze waarop de markt werkt, de door de Europese Unie beoogde groene transitie mogelijk zal maken. Het Agentschap is van mening dat het werk niet helemaal hoeft te worden overgedaan: de huidige crisis is immers niet te wijten aan een disfunctionele werking van de groothandelsmarkt voor elektriciteit.

concède toutefois que le cadre du marché actuel n'est "pas conçu pour la situation "d'urgence" dans laquelle se trouve l'Union européenne". Mais il souligne surtout que de tels efforts doivent rester temporaires, ciblés et encadrés, et appelle l'Union à s'attaquer prioritairement aux racines du problème – le gaz russe – en cherchant d'autres sources d'approvisionnement.

L'année dernière, la Commission européenne avait proposé de porter l'objectif de l'Union Européenne en matière d'énergies renouvelables à 40 % d'ici 2030, contre 32 % précédemment. Il apparait que la Commission européenne cherche à relever l'objectif de l'Union en matière d'énergie renouvelable pour 2030 dans le cadre de propositions attendues la semaine prochaine, l'idée de porter l'objectif en matière d'énergies renouvelables à 45 % d'ici à 2030. Quels pourraient être les obstacles à cet objectif?

Comme déjà souligné lors du premier tour de question. On apprend ce mardi que l'Espagne et le Portugal sont parvenus à un accord avec la Commission européenne pour faire baisser le prix de l'électricité dans la péninsule ibérique, en vertu d'un régime dérogatoire leur permettant de le dissocier de celui du gaz. Comme le souligne l'intervenant précédent M. Tim Schittekatte, cela va à l'encontre des règlements européens et introduit une distorsion dans le marché. Quels sont les risques sur le marché? ACER se montre très sceptique et souligne que cela irait à l'encontre les efforts en cours pour convaincre les producteurs de gaz naturel liquéfié de renforcer leurs livraisons en Europe. L'orateur souhaiterait plus de précisions sur cet aspect.

En France, l'électricité est vendue aux particuliers à un prix nettement inférieur à la moyenne européenne grâce à ses propres particularités, avec une limitation de la hausse des prix de l'électricité à 4 %. Est-ce que cette politique de limitation est viable?

Les prix des produits énergétiques ont connu une envolée générale en Europe depuis plusieurs mois, mais ils ont progressé en moyenne plus rapidement en Belgique que dans les pays voisins. C'est à Bruxelles que les ménages ont connu la plus importante augmentation de leur facture d'électricité parmi les 27 États membres de l'Union européenne. Il y a plusieurs causes: réduction du nombre de fournisseurs, augmentation des contrats variables, … Y a-t-il d'autres éléments qui expliquent cet impact?

M. Koen Schoors a plaidé pour une augmentation structurelle du renouvelable éolien et solaire afin de ne

Integendeel, die laatste heeft de crisis in zekere zin zelfs wat getemperd. Het rapport geeft evenwel aan dat het bestaande marktkader niet ontworpen is op de noodsituatie waarin de Europese Unie zich bevindt. Het benadrukt echter vooral dat dergelijke inspanningen tijdelijk, doelgericht en afgebakend moeten blijven, en roept de Unie ertoe op in de eerste plaats de kern van het probleem – Russisch gas – aan te pakken door andere bevoorradingsbronnen te zoeken.

Vorig jaar had de Europese Commissie voorgesteld om de doelstelling van de Europese Unie inzake hernieuwbare energie tegen 2030 op te trekken tot 40 %, waar dat voordien 32 % was. Kennelijk wil de Europese Commissie de EU-doelstelling inzake hernieuwbare energie tegen 2030 optrekken in het kader van voorstellen die volgende week worden verwacht, waarbij het idee wordt geopperd voormeld streefcijfer te verhogen tot 45 % tegen 2030. Welke hinderpalen zouden die doelstelling in de weg kunnen staan?

Tijdens de eerste rondvraag werd een en ander al onder de aandacht gebracht. Vandaag vernemen we dat Spanje en Portugal tot een akkoord met de Europese Commissie zijn gekomen om de prijs voor elektriciteit op het Iberisch schiereiland te verlagen op grond van een afwijkingsregeling, waarbij elektriciteit kan worden losgekoppeld van gas. Zoals de vorige spreker, de heer Tim Schittekatte, heeft benadrukt, gaat zulks in tegen de Europese verordeningen en geraakt de markt erdoor verstoord. Wat zijn de marktrisico's? ACER is uitermate sceptisch en benadrukt dat een en ander haaks zou staan op de inspanningen die thans worden geleverd om de producenten van vloeibaar aardgas (LNG) te overhalen hun leveringen naar Europa op te drijven. De spreker had hier graag meer uitleg over gehad.

In Frankrijk wordt elektriciteit aan particulieren verkocht tegen een prijs die ver onder het Europese gemiddelde ligt, dankzij de specifieke situatie aldaar; zo is de prijsstijging voor elektriciteit beperkt tot 4 %. Is een dergelijk vergrendelingsbeleid houdbaar?

De prijzen van energieproducten zijn de jongste maanden overal in Europa de hoogte ingegaan, maar in België zijn ze gemiddeld sneller toegenomen dan in de buurlanden. Nergens in de 27 EU-lidstaten zijn de elektriciteitsfacturen voor de huishoudens zo sterk gestegen als in Brussel. Daar zijn meerdere oorzaken voor: minder leveranciers, méér variabele contracten enzovoort. Kunnen nog andere elementen die impact verklaren?

De heer Koen Schoors heeft gepleit voor een structurele verhoging van hernieuwbare zonne- en windenergie

plus être dépendant du gaz russe. Cependant, le 100 % renouvelable est difficile vu deux obstacles: le caractère intermittent et la difficulté technique et économique du stockage. Dès lors, quelles sont les pistes sur le court terme? Est-ce qu'il ne faut pas miser sur un mix-énergétique se basant plus sur le nucléaire?

M. Malik Ben Achour (PS) fait observer que, contrairement à ce qu'affirme M. Schittekatte, le plafonnement du prix de l'électricité en Espagne et au Portugal n'est pas contraire à la réglementation européenne. Il souligne que l'article 122 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne dispose que les États membres peuvent prendre des mesures d'urgence en matière d'énergie lorsque les conditions le requièrent. Les experts peuvent-ils expliquer si les mesures prises par l'Espagne et le Portugal sont conformes à l'article 122? Dans l'affirmative, pourquoi la Belgique ne pourrait-elle pas recourir à ce même article 122?

M. Thierry Warmoes (PVDA-PTB) souhaite d'abord poser une série de questions au professeur Schoors.

L'intervenant indique qu'il partage l'analyse du professeur Schoors. La crise du marché du gaz a enflammé les marchés de l'électricité en raison de la libéralisation du marché de l'énergie. Le groupe PVDA-PTB est également favorable à l'introduction d'un système de prix de revient majoré. Toutefois, l'orateur ne comprend pas pourquoi M. Schoors soutient qu'une taxe sur les profits excessifs n'est pas une bonne solution. Selon son groupe, ces deux formules se complètent: il faut commencer par prélever les profits excessifs déjà réalisés. Ensuite, il faudra empêcher que des profits excessifs soient réalisés à l'avenir en supprimant le mécanisme du *marginal pricing*. L'intervenant se demande dès lors pourquoi M. Schoors estime que les deux mesures s'excluent mutuellement. Pourquoi, selon M. Schoors, ces deux mesures sont-elles incompatibles?

M. Schittekatte a évoqué des études basées sur des données recueillies pendant vingt ans qui ont conclu que la libéralisation a réduit les coûts pour l'économie, et qu'elle a permis d'épargner de l'argent. Le professeur Schoors y a également fait référence. L'intervenant se demande si ces études tiennent déjà compte de la crise actuelle. Il doute en effet fortement que ces conclusions soient encore vraies aujourd'hui, après la prise en compte de la crise énergétique actuelle dans cette analyse. Le service d'étude du groupe PVDA-PTB a récemment répété ce calcul sur la base d'une analyse antérieure de l'Agence internationale de l'énergie. Il en ressort que tous les gains systémiques découlant de la baisse des prix du gaz au cours des 10 à 20 dernières années ont été anéantis en un seul coup par la crise énergétique

om niet langer afhankelijk te zijn van Russisch gas. 100 % hernieuwbare energie ligt nochtans niet voor de hand, gelet op twee hinderpalen: de intermitterende aard ervan en het feit dat opslag technisch en economisch moeilijk is. Welke sporen zijn er dan voor de korte termijn? Moet niet worden ingezet op een energiemix die méér uitgaat van kernenergie?

De heer Malik Ben Achour (PS) merkt op dat in tegenstelling tot wat de heer Schittekatte beweert de beperking van de elektriciteitsprijs in Spanje en Portugal niet ingaat tegen de Europese regelgeving. Hij wijst erop dat artikel 122 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie bepaalt dat lidstaten dringende maatregelen mogen nemen inzake energie wanneer de omstandigheden dat vereisen. Kunnen de experten uitleggen of de maatregelen genomen door Spanje en Portugal conform zijn met artikel 122? Zo ja, waarom zou België dan geen gebruik kunnen maken van datzelfde artikel 122?

De heer Thierry Warmoes (PVDA-PTB) wenst vooreerst een aantal vragen te stellen aan professor Schoors.

De spreker geeft aan dat hij de stellingname van professor Schoors kan volgen. Door de geliberaliseerde energiemarkt verspreidt de crisis op de gasmarkt zich als een uitslaande brand naar de elektriciteitsmarkten. Ook de PVDA-PTB-fractie is gewonnen voor de invoering van een kostenplussysteem. De spreker begrijpt echter niet goed waarom de heer Schoors stelt dat een overwinsttaks geen oplossing is. Voor zijn fractie is het een én-én-verhaal: in de eerste plaats moeten de overwinsten die al gerealiseerd zijn, worden afgeroomd. Daarnaast moet men verhinderen dat er in de toekomst nog overwinsten geboekt worden, door het prijsmechanisme van *marginal pricing* af te schaffen. De spreker vraagt zich dus af waarom de heer Schoors beide maatregelen als exclusief uitsluitend ziet? Waarom zijn beide maatregelen volgens de heer Schoors niet compatibel?

De heer Schittekatte verwees naar studies met 20 jaar data en die besloten dat de liberalisering de kosten voor de economie hebben gedrukt, dat er geld is uitgespaard. Professor Schoors verwees er ook naar. De spreker vraagt zich af of die studies de huidige crisis al meenemen. Hij betwijfelt immers ten zeerste of dat vandaag de dag nog klopt, als de huidige energiecrisis wordt meegenomen in de analyse. De studiedienst van de PVDA-PTB-fractie heeft recent op basis van een eerdere analyse van het Internationaal Energieagentschap zo'n berekening opnieuw herhaald. Daaruit blijkt dat alle systeemwinst door de lagere gasprijzen van de afgelopen 10 à 20 jaar, op 1 slag teniet werd gedaan door de huidige energiecrisis. Als we niet zouden overgestapt zijn op gasbeurzen, maar nog altijd met geïndexeerde gasprijzen

actuelle. Si nous n'étions pas passés aux bourses du gaz et si nous avions continué de fonctionner sur la base de prix du gaz indexés, nous paierions aujourd'hui notre gaz naturel deux à trois fois moins cher. Ainsi, l'Italie importe toujours du gaz naturel bon marché de Libye grâce à de tels contrats à long terme.

Quant au plaidoyer de M. Schoors en faveur d'une politique de logement convenable, M. Warmoes demande ce que M. Schoors entend exactement par là. M. Schoors préconise-t-il un préfinancement (par un système de tiers payant) par les autorités publiques dans le cadre duquel les pouvoirs publics avanceraient les coûts de rénovation et d'isolation, après quoi les citoyens rembourseraient ce prêt sans intérêt avec ce qu'ils économiseraient sur leur facture énergétique?

Enfin, l'intervenant demande si M. Schoors peut clarifier sa proposition de taxe à l'importation sur le gaz et le pétrole russes. Pourquoi ne ferait-elle pas augmenter les prix? M. Schoors part-il du principe que la Russie réduira son prix de vente d'un montant correspondant à la taxe à l'importation, afin que le prix total (prix russe + taxe à l'importation) soit égal au prix du marché mondial? Pourquoi la Russie ne maintiendrait-elle pas son prix? Si tel était le cas, le prix appliqué en Belgique n'augmenterait-il pas des 40 % de taxe à l'importation si la part de marché de la Russie restait inchangée?

L'intervenant pose ensuite quelques questions aux représentants de la CREG.

En ce qui concerne l'importance des interconnexions, l'ACER affirme que l'intégration du marché entraîne une baisse des coûts et une meilleure sécurité d'approvisionnement. Mais ces avantages sont-ils dus à l'intégration et à l'approche du marché ou aux interconnexions physiques? En d'autres termes, est-ce le marché ou l'intégration qui change la donne? Ce sont en effet deux choses différentes. L'intervenant est favorable à davantage d'interconnexions et à un système énergétique mieux intégré. Mais cela n'a rien à voir avec la libéralisation des marchés de l'énergie.

Que signifie exactement l'expression "*churn factor*"? Comment la liquidité des marchés à long terme est-elle déterminée? Pourquoi est-elle si basse en Belgique?

L'ACER affirme qu'il faut s'attaquer aux causes principales du problème (*root causes*). Mais quelles sont ces causes? Notre dépendance à l'égard des importations en est une, mais ce n'est pas la seule. L'intervenant répète que la crise énergétique n'est pas mondiale mais européenne. Sur les marchés asiatiques du gaz, les prix ont certes augmenté, mais il n'y a pas de crise. Selon M. Warmoes, le problème réside précisément

zouden werken, zouden we vandaag 2 tot 3 keer minder betalen voor ons aardgas. Zo importeert Italië nog steeds goedkoop aardgas uit Libië dankzij zulke lange termijncontracten.

Wat het pleidooi van de heer Schoors voor een deftig huisvestingsbeleid betreft, vraagt de heer Warmoes wat de heer Schoors daarmee precies bedoelt. Pleit de heer Schoors dan voor een prefinanciering (via een derdebetalerssysteem) vanuit de overheid waarbij de overheid de kosten voor renovatie en isolatie voorschiet en de mensen nadien de renteloze lening terugbetalen met wat ze besparen op hun energiefactuur?

Tot slot vraagt de spreker of de heer Schoors zijn voorstel voor een importheffing op Russisch gas en olie kan verduidelijken. Waarom stijgt de prijs daardoor niet? Gaat de heer Schoors er daarbij vanuit dat Rusland haar verkoopsprijs gaat verlagen met de hoogte van de importheffing zodat de totale prijs (Russische prijs + importheffing) gelijk is aan de mondiale marktprijs? Waarom zou Rusland toch niet haar prijs gelijk houden? Als dat het geval zou zijn, dan stijgt de prijs hier toch, met 40 % van de importheffing als het marktaandeel van Rusland gelijk zou blijven?

Vervolgens stelt de spreker een aantal vragen aan de vertegenwoordigers van de CREG.

Inzake het belang van interconnecties stelt ACER dat de marktintegratie leidt tot lagere kosten en een betere bevoorradingszekerheid. Maar ligt dat aan de marktintegratie en de marktaanpak of aan de fysieke interconnecties? Met andere woorden, ligt het aan de markt of aan de integratie? Het één is toch niet hetzelfde als het ander? De spreker is voorstander voor meer interconnecties en een betere geïntegreerd energiesysteem. Maar dat is iets anders dan de liberalisering van de energiemarkten.

Wat wordt er precies bedoeld met de term "*churn factor*"? Hoe wordt de liquiditeit van lange termijnmarkten gedefinieerd? Waarom is die zo laag in België?

ACER zegt dat de wortel van het probleem (*root causes*) moeten aangepakt worden. Maar wat zijn de *root causes*? Onze importafhankelijkheid is er een, maar toch niet de enige. De spreker herhaalt dat de energiecrisis geen mondiale crisis is maar een Europese crisis. Op de Aziatische gasmarkten zijn de prijzen wel gestegen, maar is er geen crisis. Voor de heer Warmoes ligt het probleem net in de liberalisering van de energiemarkt

dans la libéralisation du marché de l'énergie, qui a entraîné l'abandon de tous les contrats à long terme prévoyant des prix stables et indexés et un passage massif aux bourses du gaz, où la spéculation est reine. Or, la réponse à la crise énergétique que l'intervenant a surtout entendu proposer durant cette audition consiste précisément à intensifier la libéralisation et le fonctionnement du marché. M. Warmoes a récemment lu une étude selon laquelle le gaz naturel serait échangé en moyenne 25 fois en Europe avant d'arriver chez le consommateur final. Qu'en pensent l'ACER et la CREG? Quelles sont les causes principales de l'augmentation des prix, abstraction faite de notre dépendance aux importations? Même le premier ministre De Croo et la ministre Van der Straeten, tous deux partisans de la libéralisation, ont qualifié les bourses de produits énergétiques d'hystériques et d'irrationnelles. Cependant, les experts invités affirment que les marchés fonctionnent comme ils le devraient. Il y a donc quelque chose qui ne va pas. Les augmentations de prix sont spéculatives. Si l'on entend s'attaquer à toutes les causes, il faudra aussi limiter la spéculation. L'intervenant souhaite que les orateurs lui expliquent comment ils comptent s'attaquer aux causes principales de cette crise.

Enfin, l'intervenant demande pourquoi la perturbation du marché est problématique. Pourquoi faut-il l'éviter à tout prix? Plusieurs orateurs ont parlé de prix de guerre et d'économie de guerre. Ce qui est important, c'est que les factures d'énergie des citoyens diminuent.

M. Christian Leysen (Open Vld) demande laquelle des treize mesures proposées par l'ACER dans son rapport est la plus intéressante selon les experts.

3. ***Réponses des orateurs***

Le professeur Koen Schoors, UGent, répond qu'il est favorable à une tarification du CO_2 basée sur le principe du pollueur-payeur. Le prix du CO_2 est responsable de 10 à 15 % des augmentations de prix.

Concernant son plaidoyer pour le surdimensionnement des énergies renouvelables, l'orateur reconnaît qu'il y aura également des pénuries en cas de surdimensionnement. Ces pénuries devront être limitées le plus possible. Elles pourront alors être compensées par la formation des prix (gestion du réseau) et le stockage en batteries (exemples: atolls énergétiques, batteries à hydrogène et *vehicles to grid*). L'objectif de ces mesures est d'éliminer les pics de consommation afin que la centrale marginale, la centrale à gaz coûteuse, ne doive pas être mise en marche, ou le soit beaucoup moins.

L'orateur croit fermement au soleil et au vent comme sources d'énergie renouvelables. La Belgique a encore

waarbij werd afgestapt van alle langetermijncontracten met stabiele, geïndexeerde prijzen en massaal werd overgestapt op de gasbeurzen, waar speculatie welig tiert. Maar het antwoord op de energiecrisis dat de spreker hier vooral hoort, is net meer liberalisering en marktwerking. De heer Warmoes las onlangs een studie die stelde dat aardgas in Europa gemiddeld 25 keer verhandeld werd vooraleer het bij de eindconsument terecht komt. Hoe kijken ACER en de CREG hiernaar? Wat zijn de *root causes* van de prijsstijgingen, buiten onze importafhankelijkheid? Zelfs premier De Croo en minister Van der Straeten die beide voorstander zijn van de liberalisering, noemden de energiebeurzen hysterisch en irrationeel. Nochtans beweren de uitgenodigde experten dat de markten werken zoals ze horen te werken. Dan klopt er iets niet. De prijsstijgingen zijn speculatief. Als men alle oorzaken wil aanpakken, dan moet men ook de speculatie aan banden leggen. De spreker verneemt graag van de sprekers hoe zij de *root causes* van deze crisis willen aanpakken.

Tot slot vraagt de spreker waarom het verstoren van de markt problematisch is? Waarom moet dit absoluut worden vermeden? Meerdere sprekers spraken hier al van oorlogsprijzen en een oorlogseconomie. Wat belangrijk is, is dat de energiefactuur van de mensen daalt.

De heer Christian Leysen (Open Vld) vraagt welke van de 13 maatregelen die ACER in zijn rapport voorstelt volgens de experten de interessantste zijn.

3. ***Antwoorden van de sprekers***

De heer prof. dr. Koen Schoors, UGent, antwoordt dat hij voorstander is van CO_2-prijzen vanuit het principe dat de vervuiler moet betalen. De CO_2-prijs is verantwoordelijk voor 10 à 15 % van de prijsstijgingen.

In verband met zijn pleidooi voor overdimensionering van hernieuwbare energie erkent de spreker dat er ook tekorten zullen zijn in geval van overdimensionering. Deze tekorten dienen tot het minimum worden beperkt. Deze tekorten kunnen dan worden opgevangen door prijsvorming (*netmanagement*) en batterijopslag (bijvoorbeeld energie-atols, waterstofbatterijen en *vehicle-to-grid*). Het doel van deze maatregelen is de pieken eruit te halen zodat de marginale centrale, de dure gascentrale, niet of veel minder moet worden aangeschakeld.

De spreker gelooft zeer sterk in zon en wind als hernieuwbare energiebronnen. Op dat vlak heeft België nog

beaucoup de potentiel à cet égard: de nombreux toits de maisons privées et d'entreprises ne sont pas encore couverts de panneaux solaires. La récente décision de rendre les panneaux solaires obligatoires sur les toits des bâtiments des entreprises exprime donc un choix judicieux et rationnel. Pour accroître les investissements dans l'énergie éolienne, il faudra inévitablement aussi construire de nouvelles lignes à haute tension en dépit des protestations de certains riverains.

Quant à la taxe à l'importation sur le gaz et le pétrole russes, M. Schoors souligne qu'il s'agirait surtout d'un instrument géopolitique. Cette taxe présenterait en outre deux avantages importants. Premièrement, elle assécherait le flux de financement de la machine de guerre russe, ce qui accélérerait la fin de la guerre en Ukraine et réduirait les prix du gaz. Deuxièmement, le produit de cette taxe irait aux États membres de l'Union européenne, qui pourraient ainsi financer des mesures d'accompagnement (comme l'élargissement du tarif social en Belgique).

M. Schoors est d'avis que tout producteur d'énergie devrait être obligé de proposer des contrats à long terme en plus des contrats à court terme. Ces contrats à long terme doivent reposer sur une sécurité mutuelle. Le producteur doit promettre un prix sur un certain nombre d'années et le consommateur doit promettre de ne pas changer de producteur pendant toute la durée du contrat, à moins qu'il ne paie une indemnité de remploi. Si les producteurs d'énergie concluent des contrats à long terme, ils factureront également un prix fixe, ce qui crée automatiquement une forme de modèle du prix de revient majoré.

L'orateur souligne que l'introduction d'un modèle temporaire du prix de revient majoré n'est pas si inhabituelle. Le système est en fait déjà utilisé pour les parcs éoliens offshore pour lesquels un *double contract of difference* est appliqué. Avec ce type de contrat, les producteurs reçoivent un prix fixe pour l'énergie fournie, ce qui revient en fait à un modèle du prix de revient majoré. Il est inexact de dire que l'innovation constitue un frein à ce modèle. Ce dernier élimine une partie du risque pour le producteur, qui est dès lors plus disposé à investir dans l'innovation.

Un modèle du prix de revient majoré ne peut être introduit avec succès que si tous les acteurs sont impliqués. La Belgique peut faire un certain nombre de choses elle-même, comme c'est déjà le cas pour les parcs éoliens *offshore*. Il sera plus difficile de façonner l'ensemble du marché selon le modèle du prix de revient majoré, car une grande partie de l'énergie est exportée et importée

veel potentieel: op veel daken van gezinswoningen en bedrijven liggen nog geen zonnepanelen. De recente beslissing om zonnepanelen te verplichten op daken van bedrijfsgebouwen is dan ook een goede en rationele keuze. Meer investeringen in windenergie betekent onvermijdelijk ook de aanleg van meer hoogspanningslijnen ondanks de protesten van sommige buurtbewoners.

Wat de importheffing op Russisch gas en olie betreft, wijst de heer Schoors erop dat het in de eerste plaats een geopolitiek instrument is. Daarnaast heeft deze heffing twee belangrijke voordelen. Ten eerste zal de heffing de financieringsstroom voor de Russische oorlogsmachine drooggleggen waardoor de oorlog in Oekraïne sneller zal eindigen en de gasprijzen zullen dalen. Ten tweede zal de opbrengst van de heffing bij de Europese lidstaten terechtkomen die hiermee flankerende maatregelen (zoals de uitbreiding van het sociaal tarief in België) kunnen financieren.

De heer Schoors is van mening dat elke energieproducent zou moeten worden verplicht om naast kortetermijncontracten ook langetermijncontracten aan te bieden. Dergelijke langetermijncontracten dienen gebaseerd te zijn op wederzijdse zekerheid. De producent moet een prijs beloven over een aantal jaar en de consument moet beloven gedurende de hele looptijd van het contract aan boord te blijven tenzij hij een wederbeleggingsvergoeding betaalt. Als de energieproducenten langetermijncontracten aangaan, zullen ze ook een vast prijs aanrekenen waardoor automatisch een vorm van kostenplusmodel tot stand komt.

De spreker wijst erop dat de invoering van een tijdelijk kostenplusmodel niet zo ongewoon is. Het systeem wordt eigenlijk al toegepast voor de windmolenparken op zee waarvoor een *double contract of difference* wordt toegepast. Bij dergelijk contract krijgen de producenten een vaste prijs voor de geleverde energie wat eigenlijk neerkomt op een kostenplusmodel. Het is onjuist om te stellen dat innovatie het kostenplusmodel tegenhoudt. Het kostenplusmodel neemt voor de producent een deel van het risico weg waardoor die bereid is meer te investeren in innovatie.

Een succesvol kostenplusmodel kan alleen maar worden ingevoerd als alle spelers er worden bij betrokken. België kan een aantal zaken zelf doen zoals reeds gebeurt voor de offshore windmolenparken. De gehele markt modeleren volgens het kostenplusmodel zal moeilijker zijn omdat er veel energie wordt uitgevoerd en ingevoerd tussen de verschillende Europese lidstaten. Alleszins

entre les différents États membres de l'Union européenne. Des accords devront donc de toute façon être conclus au niveau européen.

L'orateur est convaincu que l'avenir réside dans une combinaison d'énergies renouvelables surproportionnées et d'une politique de logement et de mobilité bien développée. Il attend beaucoup des parcs *offshore* flottants, qui sont beaucoup plus efficaces et plus faciles à entretenir.

M. Schoors attire l'attention sur les implications macroéconomiques plus larges du modèle du prix de revient majoré. En éliminant les pics de prix, le modèle du prix de revient majoré a un impact positif sur l'inflation, la spirale des salaires et des prix ainsi que sur la compétitivité de nos entreprises. Si l'on ne considère que le marché de l'électricité, la valeur ajoutée d'un modèle du prix de revient majoré est assez faible, mais si on l'envisage dans une perspective macroéconomique plus large, sa valeur ajoutée est très grande. L'orateur préconise donc l'introduction d'un modèle temporaire du prix de revient majoré. À long terme, un modèle de marché dans des circonstances normales offre plus d'avantages.

Le fait que les prix de l'électricité sont moins élevés en France est dû au fait qu'il existe un acteur dominant dans lequel l'État français détient une participation importante. En France, on applique en réalité le modèle du prix de revient majoré, selon lequel le fournisseur d'électricité répercute uniquement son coût moyen sur les clients, ce qui entraîne une baisse des prix, de l'inflation et de la spirale des salaires et des prix. Ce système présente également des inconvénients car les actionnaires, en l'occurrence l'État français, reçoivent moins de bénéfices. En Belgique, un modèle du prix de revient majoré n'est possible que par le biais de négociations en raison de l'absence d'un acteur dominant.

Selon M. Schoors, le modèle du prix de revient majoré n'est pas compatible avec une taxe sur les surprofits. En effet, dans un modèle du prix de revient majoré qui fonctionne bien, il n'y a pas de surprofits.

L'orateur trouve bonne l'idée de payer la rénovation des maisons des personnes démunies par le biais du système du tiers payant. Les autorités pourraient également émettre des obligations vertes, les investisseurs étant remboursés en fonction de la réduction des émissions de CO_2 obtenue. De cette façon, les autorités peuvent réduire le CO_2 de manière ciblée et axée sur les résultats.

M. Koen Locquet, président f.f. du Comité de direction de la CREG, répond qu'une des mesures proposées par l'ACER est de conclure des contrats à long terme. Ces contrats offrent une sécurité d'approvisionnement à court

zullen er dus afspraken moeten worden gemaakt op Europees niveau.

De spreker is ervan overtuigd dat een combinatie van overproportionering van hernieuwbare energie samen met een goed uitgebouwd huisvestings- en mobiliteitsbeleid de toekomst is. Hij verwacht veel heil van drijvende offshoreparken die veel efficiënter zijn en gemakkelijker te onderhouden.

De heer Schoors vestigt de aandacht op de bredere macro-economische implicaties van het kostplusmodel. Door het wegwerken van de piekprijzen heeft het kostenplusmodel een positieve impact op de inflatie, de loonprijsspiraal en ook de competitiviteit van onze bedrijven. Indien men enkel kijkt naar de elektriciteitsmarkt is de meerwaarde van een kostenplusmodel redelijk klein, maar als men het in een ruimer macro-economisch perspectief bekijkt is de meerwaarde ervan heel groot. De spreker pleit daarom voor de invoering van een tijdelijk kostenplusmodel. Op lange termijn biedt een marktmodel in normale omstandigheden meer voordelen.

De lagere elektriciteitsprijzen in Frankrijk zijn het gevolg van het feit dat er één dominante speler is waarin de Franse staat een belangrijke participatie heeft. In Frankrijk wordt eigenlijk toepassing gemaakt van het kostenplusmodel waarbij de elektriciteitsleverancier enkel zijn gemiddelde kosten doorrekent aan de klanten, wat leidt tot lagere prijzen, lagere inflatie en een lagere loonprijsspiraal. Dergelijk systeem heeft ook nadelen omdat de aandeelhouders *in casu* de Franse staat minder winst ontvangen. In België is een kostenplusmodel alleen maar mogelijk via onderhandelingen wegens het ontbreken van een dominante speler.

Het kostenplusmodel is volgens de heer Schoors niet combineerbaar met een overwinstbelasting. Bij een goed functionerend kostenplusmodel is er namelijk geen sprake van overwinsten.

De spreker vindt het idee om renovaties van huizen van arme mensen via het derdebetalerssysteem een goed idee. De overheid zou daarbij ook *green bonds* kunnen uitgeven waarbij de investeerders worden terugbetaald naargelang van de behaalde CO_2-verlaging. Op deze manier kan overheid aan doelgericht en resultaatgebonden CO_2-verlaging doen.

*De heer Koen Locquet, waarnemend voorzitter van h*et *Directiecomité van de CREG,* antwoordt dat één van de maatregelen die ACER voorstelt het sluiten van langetermijncontracten is. Op korte termijn bieden deze

terme et une sécurité d'investissement à long terme. En outre, l'ACER préconise également de compléter les réserves stratégiques (stockage gaz). Dans certains États membres, le stockage du gaz est réglementé, dans d'autres pays pas, ce qui fait que les réserves étaient presque vides. L'ACER appelle également la Commission européenne à entamer un dialogue avec les pays producteurs de gaz et de pétrole afin de parvenir à des accords sur les prix.

Dans son rapport, l'ACER suggère d'utiliser un moyen terme entre les contrats fixes et variables pour répondre aux préoccupations tant des fournisseurs que des consommateurs. L'ACER propose un contrat fixe sur une base annuelle qui peut être ajusté, par exemple, trois fois par an. Il ne s'agit donc pas de contrats dynamiques, dont les paramètres sont liés à l'évolution des prix sur le marché de gros, et qui fluctuent à beaucoup plus court terme que les contrats variables.

En ce qui concerne le *hedging*, l'ACER préconise que les pouvoirs publics ou une autre autorité de régulation endosserait un rôle là-dedans.

En ce qui concerne la limitation du prix de l'électricité en Espagne et au Portugal, l'orateur répond que l'article 122 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne prévoit effectivement que les États membres peuvent prendre les mesures nécessaires pour assurer l'approvisionnement en énergie. Dans sa communication du 23 mars, la Commission a déjà indiqué qu'elle procéderait à une évaluation souple des règles européennes en matière d'aides d'État et a même proposé un certain nombre de mesures telles que le plafonnement des prix de l'énergie et l'imposition des surprofits.

M. Locquet indique que, la cause profonde du problème de l'augmentation des prix de l'électricité est clairement l'augmentation des prix du gaz. Cette augmentation des prix du gaz n'est pas causée par une pénurie d'approvisionnement, mais uniquement par les incertitudes liées à la guerre.

Concernant le plafonnement des prix du gaz, l'orateur souligne que le GNL a un prix mondial. Si la Commission européenne décide de plafonner le prix du GNL et ne conclut pas de bons accords avec les pays producteurs de GNL, l'Europe risque de ne plus recevoir de GNL et les navires transportant du GNL seront détournés vers les pays asiatiques qui sont encore disposés à payer le prix mondial du GNL.

M. Andreas Tirez, directeur Fonctionnement technique du marché de l'électricité et du marché de la CREG, répond que l'introduction du modèle du prix

contracten bevoorradingszekerheid en op lange termijn investeringszekerheid. Daarnaast pleit ACER ook voor het aanvullen van de strategische reserves (opslag gas). In sommige lidstaten is opslag van gas gereguleerd, in andere lidstaten niet, waardoor de reserves bijna leeg waren. ACER roept de Europese Commissie ook op om in dialoog te gaan met de gas- en olieproducerende landen om prijsafspraken te maken.

ACER doet in zijn rapport het voorstel om gebruik te maken van een tussenweg tussen vaste en variabele contracten om tegemoet te komen aan de bekommernissen van zowel de leveranciers als de consumenten. ACER stelt een vast contract voor op jaarbasis dat dan bijvoorbeeld drie keer per jaar kan worden aangepast. Het gaat dus niet om dynamische contracten waarvan de parameters gelinkt zijn aan de evolutie van de prijzen op de *whole sale* markt, en die dus nog op veel kortere termijn fluctueren dan variabele contracten.

Wat *hedging* betreft, pleit ACER ervoor dat de overheid of een andere regulerende instantie hierin een rol zou opnemen.

Met betrekking tot de beperking van de elektriciteitsprijs in Spanje en Portugal antwoordt de spreker dat artikel 122 van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie inderdaad bepaalt dat lidstaten de nodige maatregelen mogen nemen om de energiebevoorrading te verzekeren. In haar communicatie van 23 maart heeft de Commissie reeds aangeven dat zij de Europese regels in verband met staatssteun soepel zal beoordelen en heeft ze zelfs een aantal maatregelen voorgesteld zoals het plafonneren van energieprijzen en het belasten van overwinsten.

De heer Locquet geeft aan dat de wortel van het probleem (*root cause*) van de stijging van de elektriciteitsprijzen duidelijk ligt bij de stijgende gasprijzen. Deze stijging van de gasprijs wordt niet veroorzaakt door een te laag aanbod maar enkel door de onzekerheden van de oorlog.

Wat de plafonnering van de gasprijzen betreft, wijst de spreker erop dat LNG een wereldprijs heeft. Als de Europese Commissie beslist om de prijs van LNG af te toppen en geen goede afspraken maakt met de LNG-producerende landen dreigt Europa geen LNG meer te ontvangen en zullen de schepen die LNG vervoeren worden afgeleid naar Aziatische landen die nog wel bereid zijn om de LNG-wereldprijs te betalen.

De heer Andreas Tirez, directeur Technische werking van de elektriciteitsmarkt en de gasmarkt van de CREG, antwoordt dat de invoering van het kostenplusmodel,

de revient majoré, même si elle n'est que temporaire, prendra plusieurs années car elle implique un changement majeur dans le fonctionnement du marché et tous les coûts doivent être identifiés. En plus des coûts marginaux, les coûts fixes et les coûts d'investissement doivent être calculés par les régulateurs, et ce, à tout moment de la journée. Il faudra également examiner ce que l'on fera avec les réserves et le mécanisme CRM existant. Le modèle du prix de revient majoré qui existe en France est assez simple car il implique une seule entreprise (publique) et une seule technologie. La situation est différente lorsque le modèle du prix de revient majoré doit être appliqué à tous les acteurs et à toutes les technologies.

Les contrats à long terme qui existent aujourd'hui sont proposés au prix du marché et non à un prix basé sur le modèle du prix de revient majoré. Le fait que peu de contrats de 2 à 3 ans soient proposés pourrait être dû à la faible liquidité des marchés à long terme.

En ce qui concerne la protection des consommateurs face aux fortes augmentations des prix, l'orateur cite l'exemple de l'état américain du Texas, où des hausses de prix vertigineuses, allant jusqu'à des milliers de dollars par mégawattheure, ont été observées pour le gaz durant une semaine. Il a ensuite été décidé de plafonner le prix après quelques heures à un prix fixé auparavant. La CREG préconise d'intégrer certaines limites dans les contrats dynamiques afin d'éviter que le risque de prix soit totalement supporté par le consommateur.

L'orateur indique que l'augmentation des investissements dans les énergies renouvelables a bien un impact sur le prix dans le modèle de la tarification au coût marginal. Plus la quantité d'énergie solaire et éolienne provenant de sources d'énergie bon marché sera importante, moins le prix moyen de l'électricité sera élevé sur l'ensemble d'une année. Outre l'effet sur les prix, on peut également mentionner un effet sur la prospérité: moins la Belgique devra acheter de gaz cher à l'étranger, moins elle dépensera au profit de l'étranger et plus elle pourra investir en Belgique, ce qui permettra de réduire le subventionnement des énergies renouvelables.

L'orateur est également favorable à une taxe à l'importation sur le gaz russe. En effet, le gaz russe est transporté au moyen de gazoducs qui ne peuvent pas être simplement déplacés. Il y a donc peu d'alternatives, ce qui n'est pas le cas pour le gaz naturel liquéfié.

Tous les produits *forward* peuvent être indexés à un, deux ou trois ans. Les marchés à court terme sont plus liquides de toute manière.

ook wanneer het slechts tijdelijk is, ettelijke jaren in beslag zal nemen omdat het een grote wijziging van de marktwerking met zich mee brengt en alle kosten in kaart moeten worden gebracht. Naast de marginale kosten dienen ook de vaste kosten en de investeringskosten te worden berekend door de regulatoren en dat op elk moment van de dag. Ook zal er moeten worden onderzocht wat men gaat doen met de reserves en het reeds bestaande CRM-mechanisme. Het kostenplusmodel dat bestaat in Frankrijk is vrij eenvoudig omdat het gaat om 1 (staats)bedrijf en 1 technologie. Het wordt een heel ander verhaal wanneer het kostenplusmodel moet worden toegepast op alle spelers en alle technologieën.

De langetermijncontracten die nu bestaan worden aangeboden tegen marktprijs en niet tegen een prijs die gebaseerd is op het kostenplusmodel. Het feit dat er weinig contracten voor een termijn van 2 à 3 jaar worden aangeboden zou te wijten kunnen zijn aan de lage liquiditeit van de langetermijnmarkten.

Wat de bescherming van de consument tegen grote prijsstijgingen betreft, haalt de spreker het voorbeeld van de Amerikaanse staat Texas aan waar vorig jaar gedurende een week gigantische prijsstijgingen voor gas werden vastgesteld, tot duizenden dollars per megawattuur. Nadien werd beslist om de prijs na een paar uur te plafonneren op een op voorhand vastgelegde prijs. De CREG pleit ervoor om in dynamische contracten toch een aantal beperkingen in te bouwen om te vermijden dat het prijsrisico volledig wordt doorgeschoven naar de consument.

De spreker geeft aan dat meer investeringen in hernieuwbare energie wel degelijk een impact hebben op de prijs in het model van *marginal pricing*. Hoe meer energie er komt van zon en wind dat goedkope energiebronnen zijn hoe lager de gemiddelde elektriciteitsprijs zal uitvallen over een heel jaar bekeken. Naast het prijseffect is er ook een welvaartseffect: hoe minder duur gas er zal moeten worden aangekocht uit het buitenland, hoe minder er naar het buiteland verdwijnt en hoe meer geld er in België kan worden besteed. Dit laat dan toe om de subsidiëring van hernieuwbare energie zelfs te gaan verminderen.

De spreker is ook voorstander van een eventuele importheffing op Russisch gas. Russisch gas wordt voornamelijk aangevoerd via pijpleidingen die zo maar niet kunnen worden verplaatst. Er zijn dus weinig alternatieven wat niet het geval is voor LNG.

Alle forward-producten kunnen worden geïndexeerd op 1, 2 of 3 jaar. Kortetermijnmarkten zijn sowieso meer liquide.

Pour stimuler les investissements en énergie renouvelable, l'ACER propose de rendre les contrats PPA (*Power Purchase Agreements*) plus accessibles en indexant les risques sur des marchés au comptant, ce qui diminuerait le risque pour l'investisseur.

Le taux d'attrition (*churn factor*) indique le nombre de fois qu'un produit a été négocié. Il s'agit donc d'une mesure de la liquidité du marché. La CREG propose d'obliger Engie, lors de la prolongation de la capacité nucléaire, à offrir deux mégawatts de capacité supplémentaire sur le marché *forward* pour en augmenter la liquidité.

Enfin, M. Tirez explique que la théorie économique part du principe que c'est en l'absence de distorsions du marché qu'un marché est le plus efficace. En l'absence de distorsions, un service peut être offert au moindre coût et donc aussi au prix le plus bas. Cela signifie que ce service peut être offert au moindre coût.

M. Tim Schittekatte, Florence School of Regulation en MIT Energy Initiative, répond que l'instauration d'un modèle temporaire de prix de revient majoré est tout à fait envisageable. Actuellement, des contrats à long terme de cinq ans à prix fixe sont déjà conclus avec des investisseurs en énergie éolienne.

Le rapporteur, *Les présidents,*

Malik BEN ACHOUR Christian LEYSEN
Marie-Christine MARGHEM

ANNEXES:

1. Présentations de l'audition du 15 mars 2022: – CREG – FEBEG – M. Dieter Jong.

2. Présentations de l'audition du 10 mai 2022: – M. Tim Schittekatte – CREG/ACER.

Om investeringen in hernieuwbare energie te stimuleren stelt ACER voor om PPA-contracten (*Power Purchase Agreements*) toegankelijker te maken door risico's te indexeren op spotmarkten waardoor het risico voor de investeerder lager wordt.

De *churn factor* betekent hoeveel keer een product verhandeld is, het is dus een maatstaf voor de liquiditeit van de markt. De CREG stelt voor om bij de verlenging van de nucleaire capaciteit Engie te verplichten om de 2 megawatt extra capaciteit aan te bieden op de *forward*markt om de liquiditeit ervan te verhogen.

Tot slot legt de heer Tirez nog uit dat de economische theorie ervan uitgaat dat een markt het meest efficiënt is als er geen marktverstoringen zijn. Zonder verstoringen kan een dienst worden aangeboden tegen de laagste kosten en dus ook de laagste prijs. Dit betekent dat de dienst tegen de laagste kosten kan worden aangeboden.

De heer Tim Schittekatte, Florence School of Regulation en MIT Energy Initiative, antwoordt dat de invoering van een tijdelijk kostenplusmodel perfect mogelijk is. Nu worden er met investeerders in windenergie reeds langetermijncontracten gesloten voor 5 jaar met een vaste prijs.

De rapporteur, *De voorzitters,*

Malik BEN ACHOUR Christian LEYSEN
Marie-Christine MARGHEM

BIJLAGEN:

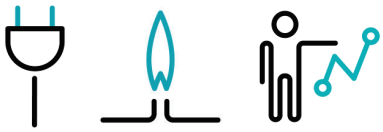
1. Presentaties van de hoorzitting van 15 maart 2022: – CREG – FEBEG – De heer Dieter Jong.

2. Presentaties van de hoorzitting van 10 mei 2022: – De heer Tim Schittekatte – CREG/ACER.

LA TARIFICATION SUR LE MARCHÉ DE L'ÉNERGIE

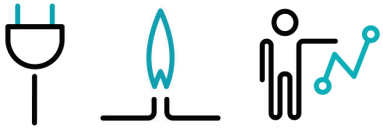
AUDITION DE LA COMFIN ET DE LA COMMISSION D'ÉNERGIE

15 mars 2022



CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

RÈGLE DU PRIX MARGINAL



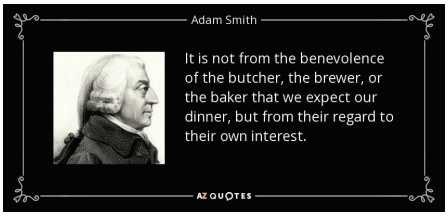
CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

COMME INTRODUCTION: LES LOIS DU MARCHÉ

CREG

Les lois du marché: Théorie de la main invisible d'Adam Smith

- c'est la théorie selon laquelle l'ensemble des actions individuelles des acteurs économiques, guidées (par définition) uniquement par l'intérêt personnel de chacun, **contribuent à la richesse et au bien commun**.



- mais cette théorie ne fonctionne pas dans des situations appelées par les économistes **des défaillances du marché**, où les acteurs du marché ne vont pas parvenir naturellement à une allocation efficace des ressources sans une intervention extérieure.
- le marché de l'électricité est caractérisé par de nombreuses **défaillances du marché**, comme par exemple le problème que pose **les externalités** (qui sont dues au lois de la physique -les « *loop-flows* ») ou le problème lié **aux asymétries d'information** entre les différents acteurs du marché.
- c'est notamment pour ces 2 raisons que le marché de l'électricité est organisé sur base **d'un couplage des marchés** qui applique **la règle du prix marginal.**

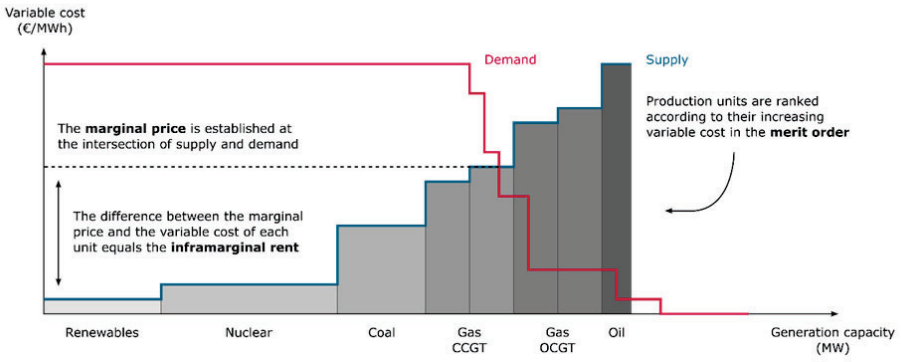
CREG

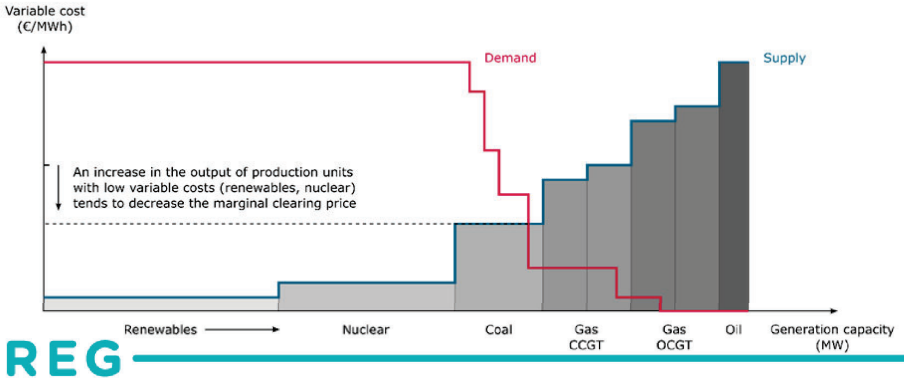
4

RÈGLE DU PRIX MARGINAL

CREG

The merit order, marginal price and inframarginal rent

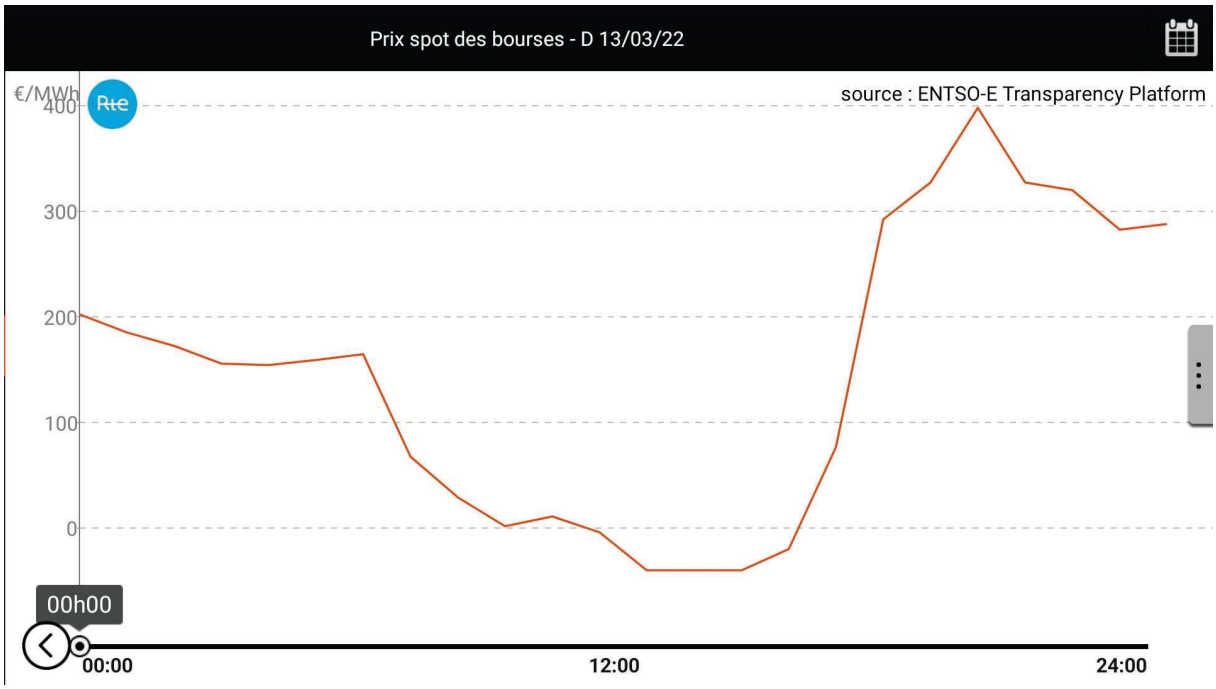




CREG

6

Prix de l'électricité dimanche 13/3/2022



CREG

7

« *Marginal pricing* »

- dans un marché concurrentiel, chaque acteur du marché propose son **coût variable** sur la bourse
- dans un marché concurrentiel, le prix du marché est donc égal au **coût variable de la dernière unité** nécessaire pour répondre à la demande
- ce « *marginal price* » est le prix du marché et est reçu par **toutes** les offres **sélectionnées**, indépendamment de ce que cet acteur du marché a offert
- cela semble inefficace : pourquoi payer plus que ce que l'acteur du marché a offert ?

→ on sait que les acteurs du marché doivent faire des offres sur des coûts **variables**: cependant, il existe également des coûts fixes d'exploitation et d'investissement

→ la différence entre le prix du marché et le coût variable d'une unité est la rente inframarginale de cette unité et doit être utilisée pour rembourser les coûts fixes et les coûts d'investissement de cette unité

→ si la rente inframarginale est trop faible, on parle de « *missing money* »

CREG

8

« *Missing money* »

- la règle du prix marginal signifie que c'est l'unité dont le **coût variable** est la plus chère, l'unité marginale, qui fixe le prix du marché de gros
- quand la demande est faible, ce coût marginal est faible et augmente quand la demande augmente et que des unités avec des coûts variables plus élevés doivent fonctionner
- cette rémunération est sensée **couvrir à la fois** les **coûts variables et les coûts fixes**
- cette rémunération permet, via la rente infra-marginale (la différence entre le coût variable d'une unité et le coût marginal), de rémunérer les unités à couts variables faibles
- mais comment fait l'unité à la marge, vu que, comme indiqué au slide précédent, son coût moyen sera toujours supérieur à son coût variable et ne pourra donc pas recouvrir ses coûts fixes?
- c'est le problème **du « *missing money* »**

CREG

9

« *Marginal pricing* » + contrôle

- Le *marginal pricing* permet de relativement bien contrôler l'offre :

➔dans une période où le marché est concurrentiel, la concurrence fait en sorte que vous ne devez pas, en tant que producteur, offrir plus que votre coût variable

➔dans une période où le marché est moins ou pas concurrentiel, l'acteur du marché pourrait demander un *mark-up* intolérable => le régulateur ne doit contrôler que les coûts variables des acteurs du marché avec un pouvoir de marché (et la disponibilité de l'unité) ; ce coût variable est à contrôler

➔si les acteurs du marché ne devaient recevoir que le prix offert (et pas le « *marginal price* »), ils ne reçoivent pas de rente inframarginale et devraient alors pouvoir offrir leurs coûts totaux (variables, fixes, investissements) : le contrôle des coût totaux est très difficile à cause du problème des **informations asymétriques**

CREG

10

Contexte actuel

- en raison de la forte hausse des prix gaziers, les coûts variables de centrales à gaz ont également beaucoup augmenté
- ces centrales à gaz restent nécessaires pour satisfaire la demande en électricité et sont aussi souvent la dernière unité (marginale) nécessaire, si bien que le « *marginal price* » de l'électricité a également beaucoup augmenté
- (il n'existe donc pas de règle de marché selon laquelle le prix de l'électricité doit être couplé à celui du gaz ; le fait que le prix du gaz détermine fortement le prix de l'électricité est « automatique » et s'explique par la structure du *merit order*)
- cela entraîne des rentes inframarginales extrêmement élevées des capacités de production qui n'ont pas besoin de gaz (éolien, solaire, charbon, nucléaire), ce qui peut engendrer d'importants bénéfices (le contraire du « *missing money* »)

CREG

11

Contexte actuel

- étude de la CREG sur les bénéfices excédentaires des centrales nucléaires, des centrales à gaz et de l'éolien *offshore* :

  ➔pour l'instant, seules les centrales à gaz réalisent des bénéfices exceptionnels qui ne sont pas écrémés (cela s'explique par leur stratégie de couverture sur les marchés à long terme)

  ➔de gros bénéfices vont aux pays exportateurs de gaz naturel (Russie, Norvège, Qatar, Algérie, États-Unis, ...) ; pour l'instant, aucun mécanisme ne permet d'écrémer ces bénéfices

CREG

12

Plus d'informations

La CREG a publié une explication factuelle de la règle du « *marginal pricing* » sur sa page LinkedIn : https://www.linkedin.com/pulse/marginal-pricing-day-ahead-markets-creg-belgium?trk=organization-update-content_share-article

CREG

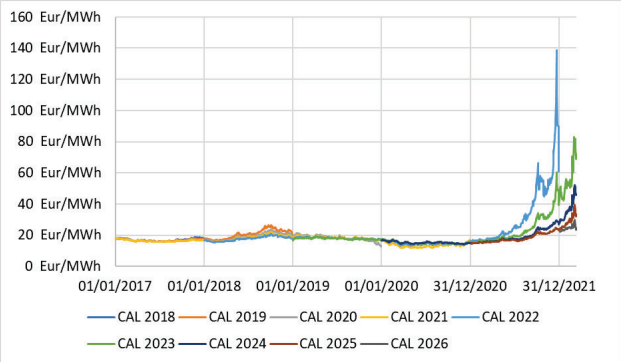
13

EVOLUTION DES PRIX DU GAZ NATUREL SUR LES MARCHÉS DE GROS

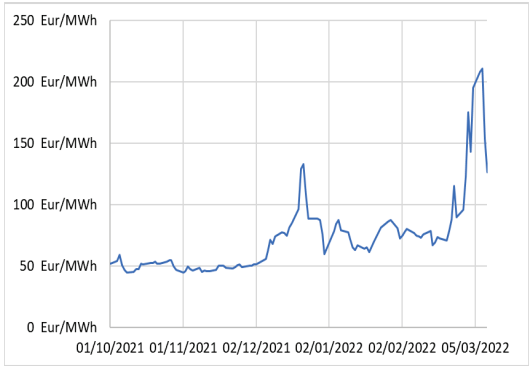
CREG

Evolution des prix sur les marchés à terme du gaz naturel

TTF (Eur/MWh)	Q2 2022	Q3 2022	Q4 2022	Q1 2023	Q2 2023
14/03/2022	110,4	109	99,5	83,25	60,8



Evolution des prix du gaz en Europe (TTF) pour les produits année +1 - Source : Base de données CREG



Evolution des prix du gaz en Europe (TTF) pour livraison avril 2022 - Source : Base de données CREG

Alors que le marché estimait fin 2021 que la hausse des prix du gaz était temporaire, il considère actuellement que les prix:

- **ne devraient pas baisser par rapport au niveau exceptionnellement élevé actuel avant le deuxième trimestre de 2023**
- **devraient rester au-dessus du niveau de prix observé avant la crise du covid jusqu'en 2027**

CREG

15

Principaux éléments qui expliquent l'augmentation des prix du gaz sur les marchés à terme

Demande de gaz naturel

Mi 2020 → Q2 2021

Hausse du prix du CO_2 → Augmentation de la demande de gaz naturel au détriment du charbon devenu moins compétitif, pour la production d'électricité

Q3 2021 → …

Avec l'augmentation continue des prix du gaz, le charbon redevient plus compétitif que le gaz naturel pour la production d'électricité

A l'inverse, les indisponibilités des centrales nucléaires françaises ont eu tendance à accroitre le besoin en gaz pour compenser la production manquante

Conclusions :

- **L'évolution de la demande en gaz en Europe n'a eu qu'un effet marginal sur la hausse des prix du gaz**
- **L'Agence internationale de l'énergie (AIE) attend un déclin marqué de 4% de la demande gazière en Europe pour 2022, du fait d'une plus faible utilisation pour la production d'électricité**

CREG

16

Principaux éléments qui expliquent l'augmentation des prix du gaz sur les marchés à terme

Offre de gaz naturel

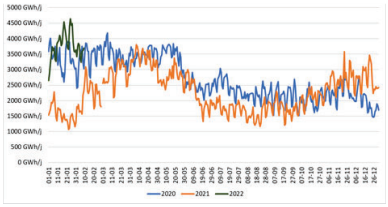
Offre GNL pour l'Europe

Depuis début décembre 2021

Pression de la consommation en Asie moins forte

Prix du gaz plus élevé en Europe qu'en Asie

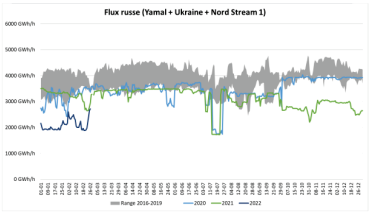
Rebond de l'offre en GNL pour l'Europe



Regazéification de GNL en Europe - Source : GLE - GAS LNG EUROPE

Incertitude sur les importations par pipeline

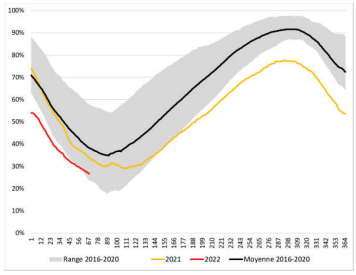
Dans un contexte structurel de diminution de la production de gaz en Europe



Evolution des flux russes de gaz vers l'Europe - Source : ENTSOG

- Flux russes en dessous de leurs niveaux pre-covid
- Tensions géopolitiques
  - Nord Stream 2
  - Guerre Russie – Ukraine
- Flux norvégien insuffisant pour compenser

Niveau des stockages relativement bas en Europe



Evolution du niveau des stockages de gaz en Europe - Source : GSE

Le faible niveau des stockages en Europe accroit l'incertitude sur la sécurité d'approvisionnement de l'Europe et accentue la pression sur les prix

CREG

17

REPOWEREU : JOINT EUROPEAN ACTION FOR MORE AFFORDABLE, SECURE AND SUSTAINABLE

CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

REPowerEU : Joint European Action for more affordable, secure and sustainable (1)

- éliminer la dépendance européenne aux combustibles fossiles en promouvant et réalisant les investissements nécessaires au niveau :
  - des infrastructures gazières : développement d'une structure intégrée pour le gaz et l'hydrogène, interconnexions, …
  - du stockage : nouveau cadre européen, installations de stockage l'hydrogène, …
  - des RES : PV, éoliennes *onshore* et *offshore*, pompes à chaleur, …
  - de l'efficacité énergétique : rénovation des bâtiments, modernisation des systèmes de chauffage, isolation, …
- diversifier l'approvisionnement en gaz : biométhane, hydrogène, importations GNL et par gazoducs (pays tiers hors Russie)

CREG

19

REPowerEU : Joint European Action for more affordable, secure and sustainable (2)

- Atténuer les répercussions de la crise sur les prix de détails et soutenir tous les consommateurs et entreprises lourdement impactées :
  - la CE examinera toutes les possibilités de mesures d'urgence permettant de limiter l'effet de contagion des prix du gaz sur les prix de l'électricité, telles que des limites de prix temporaires.

    Art. 122.1 du TFUE « *Sans préjudice des autres procédures prévues par les traités, le Conseil, sur proposition de la Commission, peut décider, dans un esprit de solidarité entre les États membres, des mesures appropriées à la situation économique, en particulier si de graves difficultés surviennent dans l'approvisionnement en certains produits, notamment dans le domaine de l'énergie* »
  - mise en place de prix réglementés (art. 5 directive 2019/944) – Orientations détaillées à l'Annexe I
  - règles de l'UE en matière d'aides d'Etat :
    - soutien à court terme via aides octroyées sur base de l'article 107.3.c TFUE
    - aides d'Etat dans le contexte du système ETS : soutien spécifique des EM pour les secteurs les plus exposés aux risques de fuite de carbone
- Financement de ces mesures d'urgence ? Mise en place de mesures fiscales temporaires sur les bénéfices exceptionnels – Annexe 2

CREG

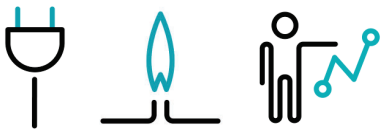
20

REPowerEU : Joint European Action for more affordable, secure and sustainable (3)

- consultation à venir avec les EM pour la mise en place d'un « **cadre temporaire indépendant pour les crises** » : soutien de trésorerie à toutes les entreprises touchées par la crise et aide aux entreprises électro-intensives (art. 107.3.b TFUE) ;
- consultation avec les EM concernant des modifications ciblées des lignes directrices relatives aux aides d'Etat dans le cadre du système ETS ;
- rapport final d'ACER en **avril ;**
- proposition législative d'ici **avril** visant à garantir un niveau de stockage annuel adéquat + mécanisme visant à garantir une répartition équitable des couts liés à la sécurité d'approvisionnement ;
- proposition législative d'ici **mai** : recommandations relatives à l'octroi rapide de permis pour les projets RES.

CREG

ÉTUDE SUR L'IMPACT DE LA PERSISTANCE DE PRIX ÉLEVÉS SUR LES MARCHÉS DE GROS DU GAZ ET DE L'ÉLECTRICITÉ



CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

Table des matières

1. Fournisseurs et risque de faillite
   1.1. Difficultés pour les fournisseurs
   1.2. Suivi de la situation par les régulateurs
   1.3. Conseils sur les mesures qui pourraient être prises pour éviter les faillites
2. Bénéfices extraordinaires ou excédents de bénéfices
   2.1. Producteurs d'énergie éolienne offshore
   2.2. Centrales nucléaires
   2.3. Centrales à gaz
   2.4. Autres acteurs du marché
3. Questions complémentaires du 16 février 2022 de la Ministre de l'Energie

CREG

FOURNISSEURS ET RISQUE DE FAILLITE

1.1. DIFFICULTÉS POUR LES FOURNISSEURS

1.2. SUIVI DE LA SITUATION PAR LES RÉGULATEURS

1.3. CONSEILS SUR LES MESURES QUI POURRAIENT ÊTRE PRISES POUR ÉVITER LA FAILLITE

CREG

1.1. Difficultés pour les fournisseurs

En raison de l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie, les fournisseurs sont confrontés à une série de difficultés qui ont un impact important sur leur situation financière :

- possible augmentation du risque de factures impayées,
- risques liés aux contrats à prix fixe,
- augmentation des coûts d'équilibrage.

1.2. Monitoring de la situation par les régulateurs (1/3)

Monitoring du marché de *détail* (1/2)

- sur le marché de *détail* de l'énergie, le contrôle des fournisseurs est effectué par les régulateurs régionaux de l'énergie, comme le prévoit la procédure de contrôle des autorisations de fourniture accordées.
- à la demande de la CREG, depuis le 4 octobre 2021, il y a une concertation hebdomadaire au sein de Forbeg sur le suivi financier des acteurs du marché.
  - à partir du deuxième trimestre 2022, on craint une détérioration de la *trésorerie* avec une éventuelle pénurie de fonds de roulement.

CREG

25

1.2. Monitoring de la situation par les régulateurs (2/3)

Monitoring du marché de *détail* (2/2)

- Situation spécifique des acteurs spécifiques du marché :
  - Vlaamse Energieleverancier
    - faillite prononcée le 07.12.2021 - Impact pour 70 000 EANs en électricité et en gaz naturel
  - Watz
    - en procédure de réorganisation judiciaire depuis le 05.01.2022 - Impact sur 23 000 EANs en électricité et 13 000 en gaz naturel
  - Octa+
    - n'est plus actif à Bruxelles depuis janvier 2022 - Impact sur 17 000 EAN en électricité et 11 000 en gaz naturel
  - Aeco (Energie 2030)
    - n'est plus actif dans les 3 régions depuis mars 2022 - Impact sur 6 000 EAN en électricité et 1 200 en gaz naturel
  - Autres acteurs du marché - suivi strict des retards de paiement par les GRD's, vigilance accrue et augmentation éventuelle des garanties bancaires.

CREG

26

1.2. Monitoring de la situation par les régulateurs(3/3)

Monitoring de l'impact sur les consommateurs

- Lors des concertations hebdomadaires, les régulateurs sont également attentifs à l'impact sur les consommateurs d'un fournisseur dont l'accès au réseau est résilié. Ces consommateurs sont transférés vers les fournisseurs de secours. Dans les conditions actuelles du marché, cela conduit automatiquement à des contrats plus chers.

Monitoring des responsables d'équilibrage (BRP)

- Suite à la faillite de BRP Anode (2018), la CREG a demandé à Elia de renforcer son contrôle du suivi des paiements de ses clients et de l'informer de toute détérioration. Le rapport le plus récent ne fait pas état de problèmes de paiement, mais les augmentations des garanties financières constituent un point d'attention.

1.3. Conseils sur les mesures pour éviter la faillite

- La CREG fait référence à la lettre envoyée par les quatre régulateurs de l'énergie aux quatre ministres compétents en matière d'énergie en mai 2020, dans laquelle un certain nombre de mesures concernant les délais de paiement flexibles et la répartition du risque de paiement pour les différentes composantes des factures d'énergie sont proposées.
- Anticipant des factures de décompte plus élevées, certains fournisseurs contactent leurs clients pour augmenter les avances facturées.
- Un certain nombre de fournisseurs ne proposent plus de contrats à prix fixe.

CREG

27

BÉNÉFICES EXTRAORDINAIRES OU EXCÉDENTS DE BÉNÉFICES

2.1. PRODUCTEURS D'ÉNERGIE ÉOLIENNE OFFSHORE
2.2. CENTRALES NUCLÉAIRES
2.3. CENTRALES À GAZ
2.4. AUTRES ACTEURS DU MARCHÉ

Veuillez noter que les résultats présentés sont des estimations, basées sur les données du marché de janvier 2022.

CREG

2.1. Producteurs d'énergie éolienne *offshore* (1/2)

Parcs éoliens *offshore* à soutien variable

Aucun avantage de la récente augmentation des prix de gros de l'électricité.

- leur revenu total par MWh (aide + prix de vente de l'énergie produite) = LCOE
- pour la société, le prix de référence plus élevé de l'électricité entraînera donc une baisse du coût du soutien à l'énergie éolienne *offshore*.

→ cotations du prix de l'électricité plus élevées en 2021 → prix de référence du marché plus élevé en 2022 pour le calcul du prix minimum/CV.

Valeur CV décembre 2021						
Parc	Ep	Facteur de correction	Facteur de pertes de réseau	Ep Corrigé	LCOE	Prix minimal
Rentel	40.7077	21.34%	1.27%	31.62	134.62	103.00
Norther	40.7077	19.56%	2.07%	32.07	132.20	100.13
Mermaid	40.7077	32.59%	1.15%	27.13	91.70	64.57
Seastar	40.7077	31.11%	1.15%	27.72	89.54	61.82
NW2	40.7077	24.70%	1.48%	30.20	91.67	61.47

Valeur CV janvier 2022						
Parc	Ep	Facteur de correction	Facteur de pertes de réseau	Ep Corrigé	LCOE	Prix minimal
Rentel	86.6261	21.34%	1.27%	67.28	134.62	67.34
Norther	86.6261	19.56%	2.07%	68.24	132.20	63.96
Mermaid	86.6261	32.59%	1.15%	57.72	91.70	33.98
Seastar	86.6261	31.11%	1.15%	58.99	89.54	30.55
NW2	86.6261	24.70%	1.48%	64.27	91.67	27.40

2.1. Producteurs d'énergie éolienne *offshore* (2/2)

Parcs éoliens *offshore* à soutien fixe

Pas de bénéfices exceptionnels à ce jour (01/2022)

- risque de prix par rapport aux parcs à soutien variable : le soutien est fixe, indépendant du niveau des prix du marché
- ces dernières années : prix de vente faible (< 40 €/MWh) lorsque les prix du marché étaient bas
- le prix de vente net 2021-2023 (45 - 70 €/MWh) correspond aux conditions normales du marché

Coûts des subventions aux parcs éoliens *offshore*

	28/01/2021	Nov-21	31/01/2022
	Etude 2142/2	(B)2324	Update
	2022	2022	2022
Prix de revient total EUR	812 238 836	634 866 564	577 220 147

Prix de référence de l'électricité : 2142/2 : 44,83 €/MWh - (B)2324 : 70,34 €/MWh - Mise à jour : 86,6261 €/MWh

	28/01/2021	31/01/2022	28/01/2021	31/01/2022	28/01/2021	31/01/2022	28/01/2021	31/01/2022
	Etude 2142/2	Update	Etude 2142/2	Update	Etude 2142/2	Update	Etude 2142/2	Update
	2023	2023	2024	2024	2025	2025	2026	2026
Prix de revient total EUR	713 279 940	475 046 594	713 279 940	607 298 640	704 642 399	612 791 650	696 814 481	575 136 728

Prix de référence de l'électricité : 112,64 €/MWh pour 2022, 79,53 €/MWh pour 2023 et 74,75 €/MWh pour 2024 et 2025.

2.2. Centrales nucléaires (1/3)

Bénéfices des centrales électriques soumises à la contribution de répartition

Centrales de deuxième génération ((= G2) Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3)

- dans le cadre du système actuel "*Cap & Floor*", au cours de la première période de trois ans (2016-2018), les contribution de répartition ont été payées sur la base du montant minimum fixé.

Marge bénéficiaire estimée 2021 (contribution de répartition 2022) :

- en 2019, le montant minimum (72 M€ après dégressivité) a été payé → la différence entre le montant minimum et la contribution de répartition peut être réglée sur la période 2019-2020-2021. La contribution de répartition de 2021 sera réduite de 42,3 millions d'euros.

Marge bénéficiaire estimée en 2022 (contribution de répartition en 2023) :

- la marge bénéficiaire est fortement influencée suite au fait que Doel 3 s'arrête le 30 septembre 2022 et que la pleine production est valorisée au prix *Day Ahead* belge.

2.2. Centrales nucléaires (2/3)

- sur la base de la production et des prix estimés, les marges bénéficiaires seront nettement supérieures à celles des années précédentes et la contribution de la distribution augmentera.

Au fil des ans (montants en M€)	2016-2020	2016-2021	2016-2022	2016-2024
Contribution de répartition cumulée comparée à la marge bénéficiaire cumulée	84,03%	60,75%	44,27%	40,65%

Estimation pour G2 : sur la base des dispositions contenues dans la loi du 11/04/2003

- si les autorités fédérales estiment que ces bénéfices attendus sont excessifs, elles peuvent décider d'une contribution exceptionnelle supplémentaire si juridiquement possible, comme c'est le cas en France par exemple.

2.2. Centrales nucléaires (3/3)

Bénéfices des centrales électriques qui ont été prolongées et pour lesquelles des accords existent [première génération (= G1) Doel 1 et Doel 2 et la centrale de Tihange 1].

1. Tihange 1 : La *marge* (= base de distribution à l'État) tient compte d'une redevance de rémunération et *reste négative en raison des transferts passés.* (+ intérêts) selon le calcul basé sur la convention T1.

- Doel 1 et Doel 2 : la CREG ne dispose pas de données (investissements de prolongation et coûts opérationnels) et ne peut pas faire d'estimation.
  - 20M€ sont payés chaque année à l'Etat
  - pourcentage moyen de disponibilité pour indiquer que les travaux de prolongation ont un impact significatif sur la disponibilité de la centrale (et donc sur la récupération de l'investissement) :

Disponibilité moyenne en %	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Doel 1	10%	77%	88%	30%	56%	55%	92%	90%	91%	91%	13%
Doel 2	76%	78%	88%	38%	62%	55%	89%	89%	91%	91%	92%
Total	**43%**	**77%**	**88%**	**34%**	**59%**	**55%**	**91%**	**90%**	**91%**	**91%**	**52%**

CREG

33

2.3. Centrales électriques à gaz (1/2)

L'évolution de la rentabilité opérationnelle des CCGTs existantes est suivie par la CREG depuis 2017. L'étude (F)1628 de la CREG (publiée en 2017) décrit la méthodologie pour tenir compte de la rentabilité opérationnelle.

La rentabilité opérationnelle des CCGTs a fortement augmenté.

- une CCGT est utilisée comme moyen d'arbitrage entre les prix de l'électricité et ceux du gaz (et du CO_2) : les capacités déjà couvertes sur les marchés à long terme peuvent être soit couvertes physiquement par l'utilisation de la centrale, soit rachetées commercialement sur les marchés à court terme. La forte augmentation du coût de production de l'électricité se traduit par un Clean Spark Spread négatif, ce qui rend l'achat d'électricité et la vente de gaz rentables.
- il en résulte un *bénéfice opérationnel moyen de plus de 100 000 € par MW installé pour 2021*, auquel s'ajoute une marge nette supplémentaire pour la fourniture de services d'équilibrage. *Il s'agit du bénéfice le plus élevé pour la période considérée (2007-2021)*.
- la CREG prévoit que les *centrales au gaz existantes réaliseront des bénéfices similaires en 2022*.

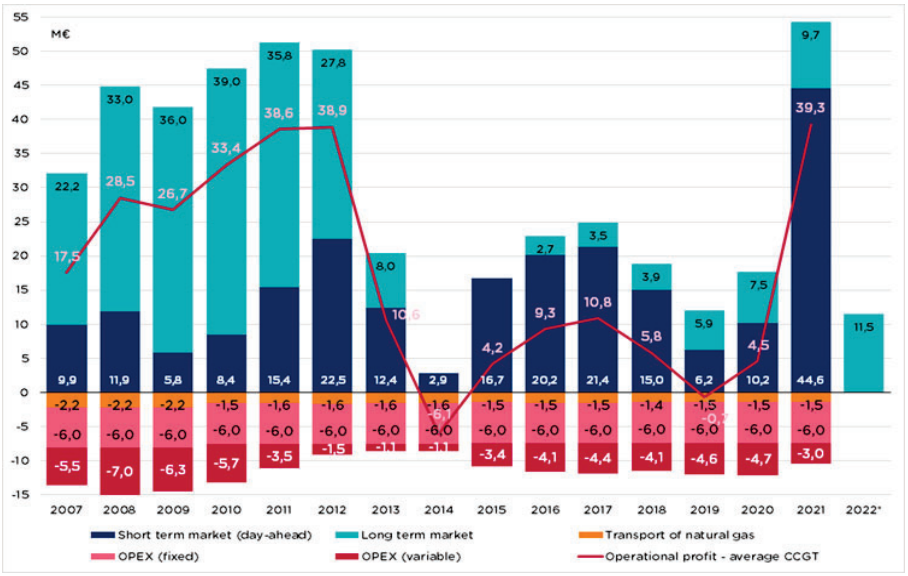
CREG

34

2.3. Centrales électriques à gaz (2/2)

Calcul avec les paramètres des centrales existantes

Year	Name	Net result (in MEUR)
2021	Zandvliet	*51,7*
2021	Tpower	*42,2*
2021	Marcinelle	*44,1*
2021	St-Ghislain	*43,9*
2021	Amercoeur	*53,0*
2021	Herdersbrug	*32,2*
2021	Seraing	*66,3*
2021	Drogenbos	*29,0*
2021	Ringvaart	*19,9*



CREG

35

2.4. Autres acteurs du marché (1/2)

Fournisseurs

Suite à ses contrôles mensuels, la CREG conclut que les fournisseurs actifs sur le marché de *détail* *ne peuvent* actuellement réaliser des *bénéfices exceptionnels* : les prix sur le marché de *détail* sont directement liés aux prix sur les marchés de gros.

Acheteurs d'un PPA d'un parc éolien *offshore*

Ne génèrent *pas de bénéfices exceptionnels* et connaissent une augmentation du risque lié à la gestion de l'équilibrage de leur portefeuille

Production de gaz naturel

Les principaux bénéficiaires de la forte hausse actuelle des prix du gaz naturel. Ils enregistrent des bénéfices records en vendant leur production à des prix de marché exceptionnellement élevés. Ce sont toutes des entreprises étrangères

Trader en gaz et électricité

Ces acteurs peuvent avoir pris des positions spéculatives et *peuvent* donc *bénéficier de l'augmentation des prix du gaz et de l'électricité, mais ils peuvent aussi être affectés négativement.*

CREG

36

2.4. Autres acteurs du marché (2/2)

CO_2

Aucune manipulation du marché n'a été *identifiée* pour le moment. Certains acteurs pourraient profiter de l'augmentation des prix du CO_2.

Responsable d'équilibre (BRP/shipper)

Ils subissent la volatilité des coûts de déséquilibre et *ne bénéficieraient pas* de la situation actuelle.

Fournisseurs de services de flexibilité (FSP)

Grâce à la volatilité des prix de déséquilibre, les unités flexibles ont *pu générer des revenus importants sur le marché d'équilibrage*. *Toutefois,* ce marché reste *relativement limité* en *volume.*

Gestionnaire de réseau de transport d'électricité

Les loyers de congestion, qui sont actuellement plus élevés, seront pris en compte lors de la fixation des tarifs de transport dans les années à venir.

CREG

37

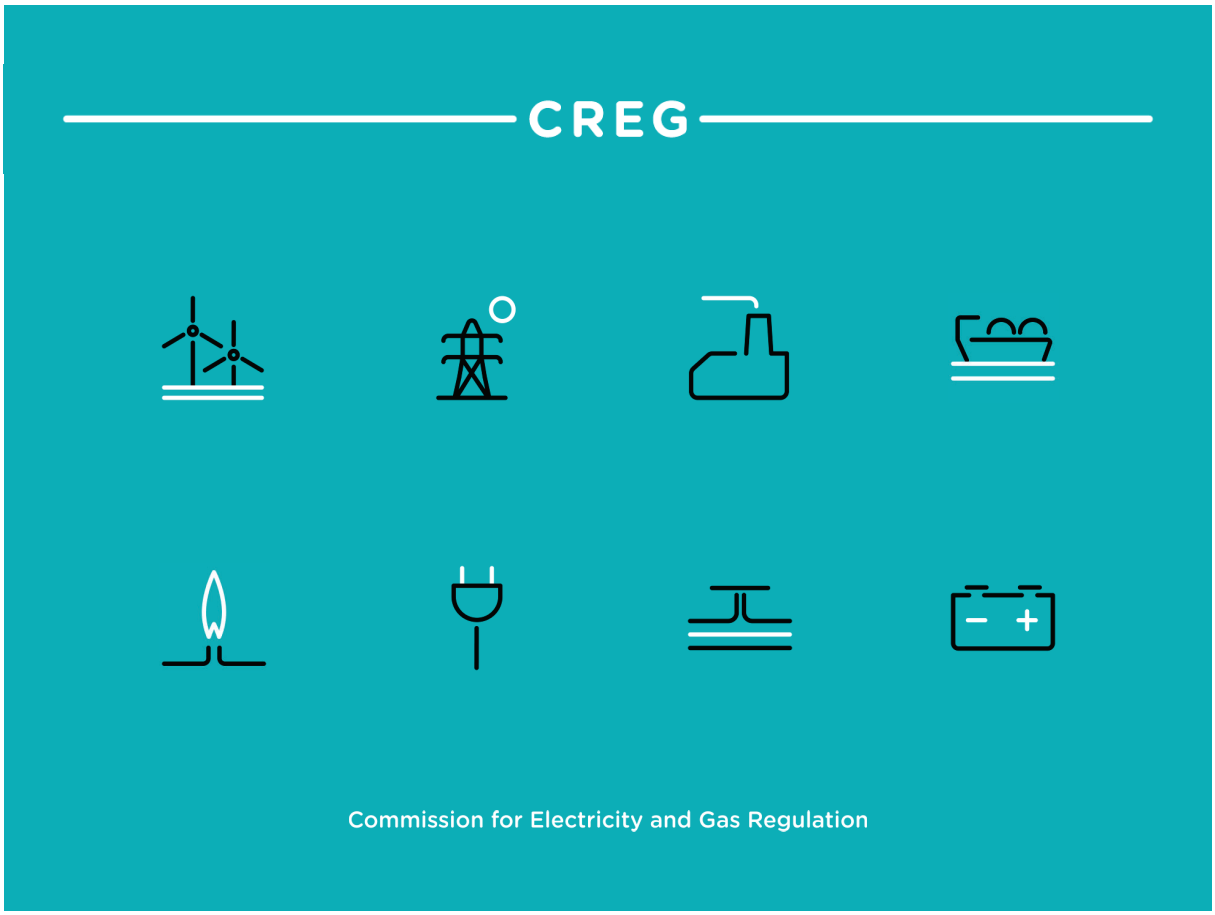
QUESTIONS COMPLÉMENTAIRES DU 16 FÉVRIER 2022 DE LA MINISTRE DE L'ENERGIE

CREG

3. Questions complémentaires du 16 février 2022 de la Ministre de l'Energie

1. Quelles mesures sont envisageables pour garantir que les fournisseurs puissent encore maintenir ou développer une offre attractive de contrats fixes ?
2. Investiguer les sorties du marché qui peuvent constituer une issue intéressante pour certains fournisseurs et envisager une règlementation
3. Rentabilité des usines à gaz sur toute la période d'exploitation
4. Affiner la définition de "bénéfices exceptionnels"
5. Mesures pour garantir que les bénéfices exceptionnels/surprofits puissent revenir aux consommateurs belges
6. Aperçu des initiatives prises à cet égard dans d'autres pays européens
7. Avis si l'Etat belge peut exiger une contribution de répartition plus élevée pour le nucléaire

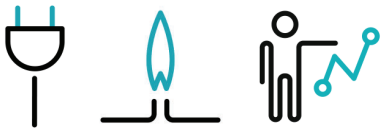
CREG



DE PRIJSVORMING IN DE ENERGIEMARKT

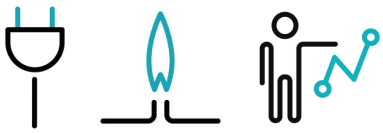
HOORZITTING VAN COMFIN EN DE COMMISSIE ENERGIE

15 maart 2022



CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

REGEL VAN DE MARGINALE PRIJS

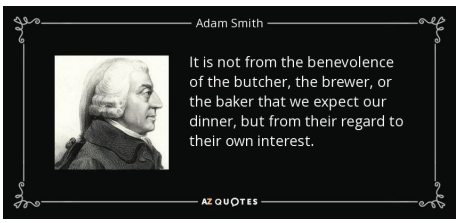


CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

ALS INLEIDING: DE MARKTWETTEN

CREG

Marktwetten: Theorie van de onzichtbare hand van Adam Smith



- dit is de theorie waarbij alle individuele acties van de economische spelers, die (per definitie) enkel geleid worden door eigenbelang, **bijdragen aan de welvaart en het algemeen welzijn**
- deze theorie werkt echter niet in situaties die economisten **marktfalen** noemen en waarbij de marktspelers de middelen niet efficiënt zullen toewijzen zonder externe tussenkomst
- de elektriciteitsmarkt wordt gekenmerkt door veel **marktfalen** zoals bijvoorbeeld het probleem van de **externaliteiten** (die het gevolg zijn van de wetten van de fysica - de "*loop flows*") of het probleem van **asymmetrische informatie** tussen de verschillende marktspelers
- onder andere omwille van deze 2 redenen wordt de elektriciteitsmarkt georganiseerd aan de hand van een **marktkoppeling** die de **regel van de marginale prijs** toepast

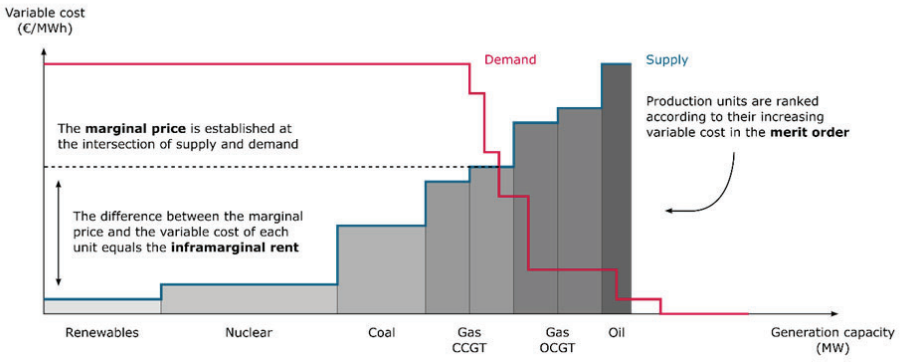
CREG

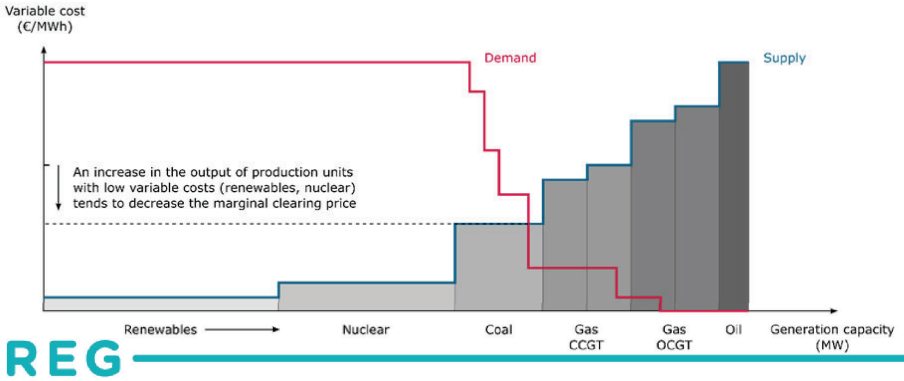
4

REGEL VAN DE MARGINALE PRIJS

CREG

The merit order, marginal price and inframarginal rent

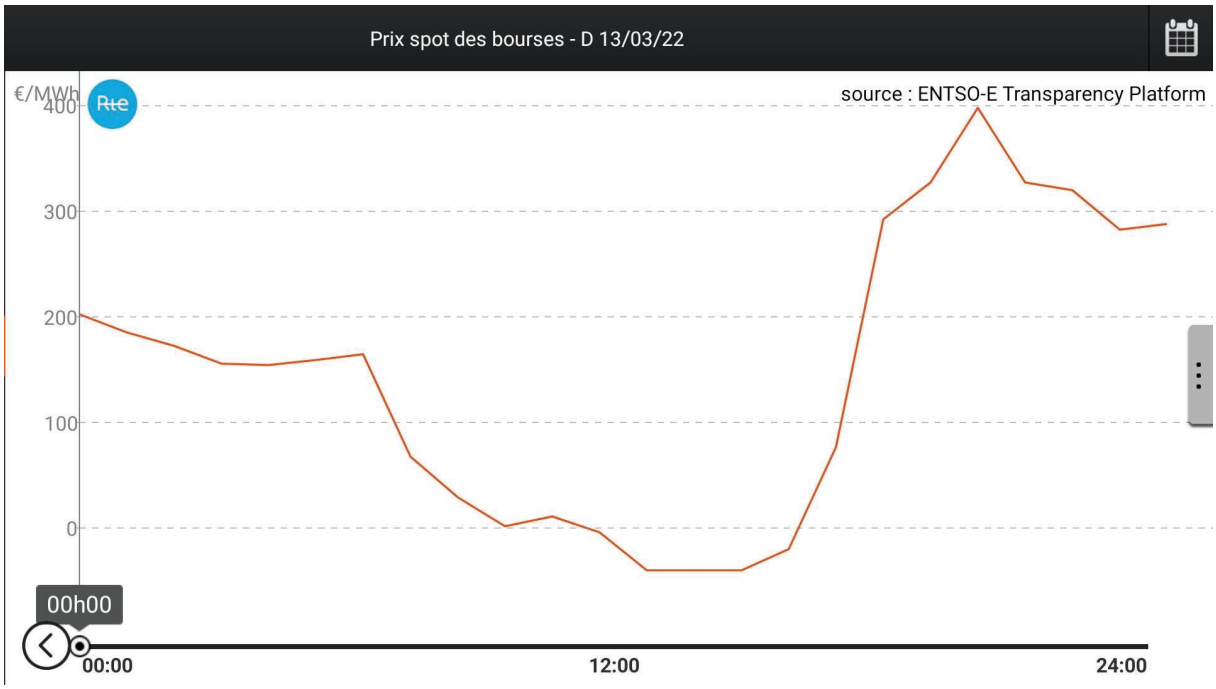




CREG

6

Elektriciteitsprijs zondag 13/3/2022



CREG

7

"Marginal pricing"

- in een competitieve markt biedt elke marktspeler op de beurs zijn **variabele kost** in
- in een competitieve markt, is de marktprijs bijgevolg gelijk aan de **variabele kost van de laatste eenheid** die nodig is om aan de vraag te voldoen
- deze *"marginal price"* is de marktprijs en wordt ontvangen door **alle geselecteerde** biedingen, ongeacht wat die marktspeler geboden heeft
- dit lijkt inefficiënt: waarom meer betalen dan wat de marktspeler geboden heeft?

  → weet dat marktspelers **variabele** kosten moeten inbieden: er zijn echter ook vaste operationele kosten en investeringskosten

  → het verschil tussen de marktprijs en de variabele kost van eenheid is de inframarginale rente van die eenheid en moet gebruikt worden om vaste kosten en investeringskosten van die eenheid terug te betalen

  → als die inframarginale rente te laag is, is er *"missing money"*

CREG

8

"Missing money"

- de regel van de marginale prijs betekent dat de eenheid met de hoogste **variabele kost**, de marginale eenheid, de prijs van de groothandelsmarkt bepaalt
- als de vraag laag is, is deze marginale kost laag en deze kost stijgt als de vraag stijgt en eenheden met hogere variabele kosten moeten werken
- deze vergoeding zou **zowel de variabele als de vaste kosten** moeten **dekken**
- deze vergoeding maakt het mogelijk om, via de inframarginale rente (het verschil tussen de variabele kost van een eenheid en de marginale kost) de eenheden met lage variabele kosten te dekken
- maar hoe doet de eenheid in de marge het aangezien, zoals aangegeven in de vorige slide, de gemiddelde kost ervan altijd hoger zal zijn dan de variabele kost ervan en haar vaste kosten dus niet opnieuw zal kunnen dekken?
- dat is het probleem van de "***missing money***"

CREG

9

"marginal pricing" + controle

- *Marginal pricing* laat een relatief goede controle toe op de bieding:

  ➔ in een periode dat de markt competitief is, zorgt de concurrentie ervoor dat je als producent niet hoger biedt dan je variabele kost

  ➔ in een periode dat de markt minder of niet competitief is, zou de marktspeler een ontoelaatbare mark-up kunnen vragen => moet de regulator enkel een controle doen op de variabele kosten van de marktspelers met marktmacht (en de beschikbaarheid van de eenheid); die variabele kost is te controleren

  ➔ indien marktspelers enkel de geboden prijs zouden krijgen (en niet de *"marginal price"*), krijgen ze geen inframarginale rente en dan zouden ze hun totale kosten (variabel, vast, investering) moeten kunnen inbieden: controle op totale kosten is wegens het probleem van **asymmetrische informatie** erg moeilijk

CREG

10

Huidige context

- door de sterk gestegen gasprijzen zijn de variabele kosten van gascentrales ook sterk gestegen
- die gascentrales blijven nodig om aan de elektriciteitsvraag te voldoen en zijn ook vaak de laatste (marginale) eenheid die nodig is, en dus is de « *marginal price* » van elektriciteit ook sterk gestegen
- (er is dus geen marktregel die stelt dat elektriciteitsprijs aan gasprijs *moet* gekoppeld zijn; dat de gasprijs de elektriciteitsprijs sterk bepaalt, gebeurt « automatisch » en is te verklaren door de structuur van de *merit order*)
- dit zorgt voor erg hoge inframarginale rentes van productiecapaciteit die geen gas nodig heeft (wind, zon, steenkool, nucleair) en dat kan leiden tot grote winsten (het tegengestelde van « *missing money* »)

CREG

11

Huidige context

- Studie CREG overwinsten nucleair, gascentrales en *offshore* wind:

  ➔ voorlopig enkel bij gascentrales uitzonderlijke winsten die niet afgeroomd worden (dit is te verklaren door hun indekstrategie op de langetermijnmarkten)

  ➔ grote winst gaat naar aardgasexporterende landen (Rusland, Noorwegen, Qatar, Algerije, VS, …); voorlopig geen mechanisme om die winsten af te romen

CREG

12

Meer info

CREG heeft op haar LinkedIn-pagina een factuele uitleg gepubliceerd over de regel van « *marginal pricing* »:
https://www.linkedin.com/pulse/marginal-pricing-day-ahead-markets-creg-belgium?trk=organization-update-content_share-article

CREG

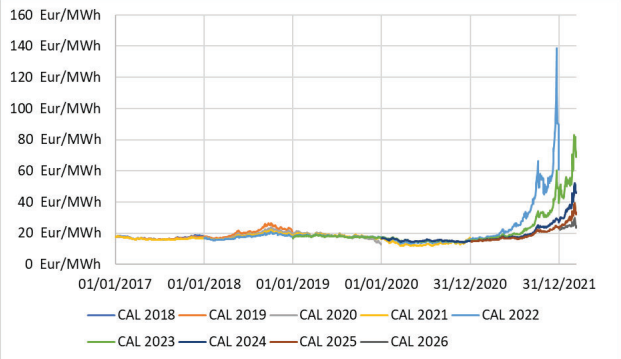
13

EVOLUTIE VAN DE AARDGASPRIJZEN OP DE GROOTHANDELSMARKTEN

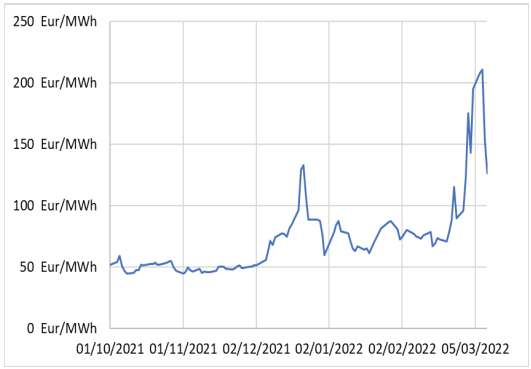
CREG

Evolutie van de aardgasprijzen op de termijnmarkten

TTF (Eur/MWh)	Q2 2022	Q3 2022	Q4 2022	Q1 2023	Q2 2023
14/03/2022	110,4	109	99,5	83,25	60,8



Evolutie van de gasprijzen in Europa (TTF) voor de producten jaar+1 - Bron : databank CREG



Evolutie van de aardgasprijzen in Europa (TTF) voor levering april 2022 - Bron : databank CREG

Hoewel de markt er eind 2021 van uit ging dat de prijsstijging tijdelijk was, wordt er momenteel van uit gegaan dat de prijzen:

- **voor het tweede trimester van 2023 niet zouden dalen ten opzichte van het huidige, uitzonderlijk hoge niveau**
- **tot in 2027 boven het niveau zouden blijven van de prijzen waargenomen voor de covid-crisis**

CREG

15

Belangrijkste elementen die de stijging van de aardgasprijzen op de termijnmarkten verklaren

Vraag naar aargdas

Midden 2020 → Q2 2021

Stijging prijs CO_2 → Toename van de vraag naar aardgas ten nadele van het minder concurrerende steenkool voor de productie van elektriciteit

Q3 2021 → …

Door de aanhoudende stijging van de aardgasprijzen wordt steenkool opnieuw concurrerender dan aardgas voor de productie van elektriciteit

Omgekeerd heeft de onbeschikbaarheid van de Franse kerncentrales de behoefte aan gas doen toenemen ter compensatie van de ontbrekende productie

Conclusies :

- **De evolutie van de vraag naar aardgas in Europa heeft slechts een marginaal effect gehad op de stijging van de aardgasprijzen**
- **Voor 2022 verwacht het Internationaal Energieagentschap (IEA) een daling van de vraag naar aardgas van 4 % in Europa doordat het minder gebruikt wordt voor de productie van elektriciteit**

CREG

16

Belangrijkste elementen die de stijging van de aardgasprijzen op de termijnmarkten verklaren

Aanbod aardgas

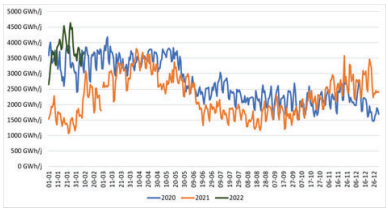
LNG aanbod voor Europa

Sinds begin december 2021

Minder druk door het verbruik in Azië

Hogere aardgasprijs in Europa dan in Azië

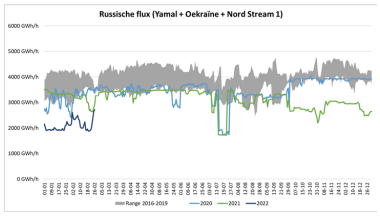
Opleving van het LNG-aanbod in Europa



Hervergassing van LNG in Europa - Bron : GLE - GAS LNG EUROPE

Onzekerheid over de invoer via pijplijnen

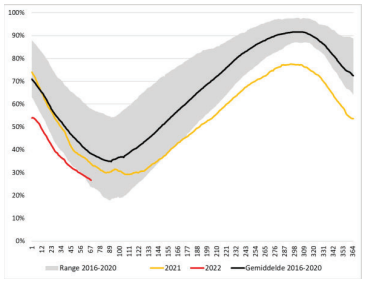
In een structurele context van verminderde aardgasproductie in Europa



Evolutie van de Russische gasfluxen naar Europa- Bron : ENTSOG

- Russische gasfluxen onder hun niveau van voor covid
- Geopolitieke spanning
  - Nord Stream 2
  - Oorlog Rusland-Oekraïne
- Noorse flux onvoldoende om te compenseren

Relatief laag opslagniveau in Europa



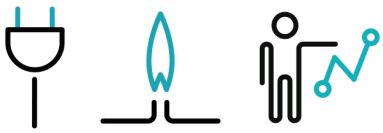
Evolutie van het opslagniveau van aardgas in Europa - Bron : GSE

Het lage opslagniveau in Europa doet de onzekerheid over de bevoorradingszekerheid in Europa toenemen en zet de prijzen onder druk

CREG

17

REPOWEREU: JOINT EUROPEAN ACTION FOR MORE AFFORDABLE, SECURE AND SUSTAINABLE



CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable (1)

- elimineer de Europese afhankelijkheid van fossiele brandstoffen door de nodige investeringen te bevorderen en uit te voeren rond:
  - gasinfrastructuren: ontwikkeling van een geïntegreerde structuur voor gas en waterstof, interconnectoren, …
  - opslag: een nieuw Europees kader, installaties voor waterstofopslag, …
  - RES : PV, *onshore* en *offshore* windmolens, warmtepompen, …
  - energie-efficiëntie: renovatie van gebouwen, modernisering van verwarmingssystemen, isolatie, …
- diversifieer de gasbevoorrading: biomethaan, waterstof, LNG-invoer en invoer via pijpleidingen (uit andere landen dan Rusland)

CREG

19

REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable (2)

- Beperk de impact van de crisis op de detailhandelsprijzen en steun alle zwaar getroffen huishoudens en bedrijven:
  - de EC zal alle mogelijkheden onderzoeken voor noodmaatregelen om het besmettingseffect van de gasprijzen te beperken, zoals tijdelijk prijslimieten:

    Art. 122.1 van het VWEU "Onverminderd *de overige procedures waarin de Verdragen voorzien, kan de Raad op voorstel van de Commissie in een geest van solidariteit tussen de lidstaten bij besluit de voor de economische situatie passende maatregelen vaststellen, met name indien zich bij de voorziening van bepaalde producten, in het bijzonder op energiegebied, ernstige moeilijkheden voordoen."*
  - gereguleerde prijzen opstellen (art. 5 richtlijn 2019/944) – gedetailleerde richtsnoeren in annex I;
  - staatssteunregels van de EU:
    - hulp op korte termijn bieden via ondersteuningsmaatregelen op grond van art. 107.3.c, VWEU;
    - staatssteun in het kader van het ETS-systeem : specifieke steun van Lidstaten aan sectoren die het hoogste risico lopen op koolstoflekkage
- Financiering van noodmaatregelen? Het overwegen van tijdelijke belastingmaatregelen ten aanzien van uitzonderlijke winsten – annex 2

CREG

20

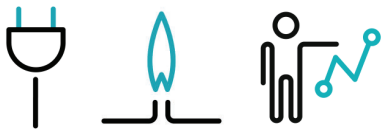
REPowerEU: Joint European Action for more affordable, secure and sustainable (3)

- toekomstig overleg met de Lidstaten over het opstellen van een "**op zichzelf staand tijdelijk crisiskader**": liquiditeitssteun aan alle ondernemingen die door de crisis getroffen zijn en steun aan energie-intensieve verbruikers (art. 107.3.b, VWEU);
- raadpleging met de Lidstaten over gerichte wijzigingen van de richtsnoeren inzake staatssteun in het kader van het emissiehandelssysteem;
- het finaal verslag van ACER in **april** 2022;
- een wetgevingsvoorstel tegen **april** om jaarlijks een passend niveau van voorraden te garanderen + een mechanisme om een eerlijke verdeling van de kosten voor de leveringszekerheid te waarborgen;
- een wetgevingsvoorstel tegen **mei**: aanbevelingen over een snelle vergunningverlening voor projecten voor hernieuwbare energie.

CREG

21

STUDIE OVER DE GEVOLGEN VAN DE AANHOUDENDE HOGE GROOTHANDELS-MARKTPRIJZEN VOOR GAS EN ELEKTRICITEIT



CREG
Commission for Electricity and Gas Regulation

Inhoudsopgave

1. Leveranciers en risico op faillissementen
   1.1. Problemen voor leveranciers
   1.2. Toezicht op de situatie door de regulatoren
   1.3. Advies over de maatregelen die zouden kunnen worden genomen om faillissementen te vermijden
2. Uitzonderlijke winsten of overwinsten
   2.1. *Offshore* windproducenten
   2.2. Kerncentrales
   2.3. Gascentrales
   2.4. Andere marktspelers
3. Aanvullende vragen van 16 februari 2022 van de minister van Energie

CREG

LEVERANCIERS EN RISICO OP FAILLISSEMENTEN

1.1. PROBLEMEN VOOR LEVERANCIERS

1.2. TOEZICHT OP DE SITUATIE DOOR DE REGULATOREN

1.3. ADVIES OVER DE MAATREGELEN DIE ZOUDEN KUNNEN WORDEN GENOMEN OM FAILLISSEMENTEN TE VERMIJDEN

CREG

1.1. Problemen voor leveranciers

Door de stijging van de prijzen op de groothandelsmarkten van energie, worden de leveranciers met een reeks problemen geconfronteerd die de financiële toestand van de leveranciers sterk beïnvloedt:

- mogelijke toename van het risico op onbetaalde facturen,
- Risico's verbonden aan contracten met vaste prijzen,
- de stijging van de balanceringskosten.

1.2. Toezicht op de situatie door de regulatoren (1/3)

Toezicht op de *retail* markt (1/2)

- binnen de *retail* markt voor energie gebeurt de opvolging van de leveranciers door de regionale energieregulatoren en dit zoals voorzien in de opvolgingsprocedure van de toegekende leveringsvergunningen
- op vraag van de CREG vindt, sinds 4 oktober 2021, wekelijks een overleg binnen Forbeg plaats over de financiële opvolging van de marktpartijen
  - vanaf het tweede kwartaal 2022 wordt gevreesd voor een verslechtering van de *cash* posities met daarbij een mogelijk tekort aan werkkapitaal

CREG

25

1.2. Toezicht op de situatie door de regulatoren (2/3)

Toezicht op de *retail* markt (2/2)

- Bespreking specifieke marktpartijen :
  - Vlaamse Energieleverancier
    - Faillissement op 07.12.2021 - Impact 70.000 EAN's elektriciteit en aardgas
  - Watz
    - Bescherming tegen schuldeisers sinds 05.01.2022 – Impact 23.000 EAN's elektriciteit en 13.000 aardgas
  - Octa+
    - Niet langer actief in Brussel sinds januari 2022 – Impact 17.000 EAN's elektriciteit en 11.000 aardgas
  - Aeco (Energie 2030)
    - Niet langer actief in de 3 regio's sinds maart 2022 – Impact 6.000 EAN's elektriciteit en 1.200 aardgas
  - Andere marktpartijen - strikte opvolging van betalingsachterstand bij de DNB's, verhoogde waakzaamheid en mogelijke verhoging bankwaarborgen

CREG

26

1.2. Toezicht op de situatie door de regulatoren (3/3)

Monitoring van de impact op de verbruikers

- Bij het wekelijkse overleg besteden de regulatoren ook aandacht aan de impact op de verbruikers van een leverancier waarvan de toegang tot het net werd opgezegd. Deze verbruikers worden overgedragen naar de noodleveranciers. In de huidige marktomstandigheden leidt dit automatisch tot duurdere contracten.

Monitoring van de balanceringsverantwoordelijken (BRP's)

- Als gevolg van het faillissement van de BRP Anode (2018) heeft de CREG aan Elia gevraagd om de betalingen van haar klanten nauwer op te volgen en haar te informeren over elke verslechtering. Het meest recente verslag maakt geen melding van betalingsproblemen maar de verhogingen van de financiële waarborgen zijn een aandachtspunt.

1.3. Tips over de maatregelen om een faillissement te vermijden

- De CREG verwijst naar de brief die de vier energieregulatoren in mei 2020 aan de vier energieministers hebben gestuurd waarin een aantal maatregelen over flexibele betaaltermijnen en de spreiding van het betaalrisico voor de verschillende componenten van de energiefactuur worden voorgesteld.
- Sommige leveranciers anticiperen op hogere afrekeningsfacturen en contacteren hun klanten om de gefactureerde voorschotten te verhogen.
- Een aantal leveranciers biedt geen contracten met een vaste prijs meer aan.

CREG

27

UITZONDERLIJKE WINSTEN OF OVERWINSTEN

2.1. *OFFSHORE* WINDPRODUCENTEN
2.2. KERNCENTRALES
2.3. GASCENTRALES
2.4. ANDERE MARKTSPELERS

Gelieve er nota van te nemen dat de gepresenteerde resultaten ramingen zijn, gebaseerd op de marktgegevens van januari 2022.

CREG

2.1. *Offshore* windproducenten (1/2)

Offshore windparken met variabele ondersteuning

Geen voordeel bij de recent gestegen groothandelsprijzen voor elektriciteit

- totaal van hun inkomsten per MWh (ondersteuning + verkoopprijs geproduceerde energie) = LCOE
- voor de maatschappij zal de hogere elektriciteitsreferentieprijs dus leiden tot een lagere kost voor de ondersteuning van de *offshore* windenergie

→ hogere noteringen elektriciteitsprijs in 2021 → hogere marktreferentieprijs 2022 voor de berekening van de minimumprijs/GSC:

Waarde GSC december 2021						
Park	Ep	Correctiefactor	Netverliesfactor	Gecorrigeerde Ep	LCOE	Minimumprijs
Rentel	40.7077	21.34%	1.27%	31.62	134.62	103.00
Norther	40.7077	19.56%	2.07%	32.07	132.20	100.13
Mermaid	40.7077	32.59%	1.15%	27.13	91.70	64.57
Seastar	40.7077	31.11%	1.15%	27.72	89.54	61.82
NW2	40.7077	24.70%	1.48%	30.20	91.67	61.47

Waarde GSC januari 2022						
Park	Ep	Correctiefactor	Netverliesfactor	Gecorrigeerde Ep	LCOE	Minimumprijs
Rentel	86.6261	21.34%	1.27%	67.28	134.62	67.34
Norther	86.6261	19.56%	2.07%	68.24	132.20	63.96
Mermaid	86.6261	32.59%	1.15%	57.72	91.70	33.98
Seastar	86.6261	31.11%	1.15%	58.99	89.54	30.55
NW2	86.6261	24.70%	1.48%	64.27	91.67	27.40

CREG

29

2.1. *Offshore* windproducenten (2/2)

Offshore windparken met vaste ondersteuning

Tot op heden geen uitzonderlijke winsten geboekt (31/01/2022)

- prijsrisico t.o.v. parken met variabele ondersteuning: ondersteuning is vast, onafhankelijk van hoogte van marktprijzen
- afgelopen jaren: lage verkoopprijs (< € 40/MWh) toen marktprijzen laag waren
- netto verkoopprijs 2021-2023 (€ 45 - 70/MWh) stemt overeen met normale marktomstandigheden

Kosten voor de subsidiëring van de *offshore* windmolenparken

	28/01/2021	Nov-21	31/01/2022
	Studie 2142/2	(B)2324	Update
	2022	2022	2022
Totale kostprijs EUR	812.238.836	634.866.564	577.220.147

Elektriciteitsreferentieprijs: 2142/2: € 44,83/MWh – (B)2324: € 70,34/MWh – Update: € 86,6261/MWh

	28/01/2021	31/01/2022	28/01/2021	31/01/2022	28/01/2021	31/01/2022	28/01/2021	31/01/2022
	Studie 2142/2	Update	Studie 2142/2	Update	Studie 2142/2	Update	Studie 2142/2	Update
	2023	2023	2024	2024	2025	2025	2026	2026
Totale kostprijs EUR	713.279.940	475.046.594	713.279.940	607.298.640	704.642.399	612.791.650	696.814.481	575.136.728

Elektriciteitsreferentieprijs: € 112,64/MWh voor 2022, € 79,53/MWh voor 2023 en € 74.75/MWh voor 2024 en 2025

CREG

30

2.2. Kerncentrales (1/3)

Winsten van de centrales die onderworpen zijn aan de repartitiebijdrage

Centrales van de tweede generatie ((= G2) Doel 3, Doel 4, Tihange 2 en Tihange 3)

- In het huidige '*Cap & Floor*' systeem werden in de eerste driejaarlijkse periode (2016-2018) repartitiebijdragen betaald op basis van het vastgestelde minimumbedrag

Inschatting van de winstmarge 2021 (repartitiebijdrage 2022):

- In 2019 werd het minimumbedrag (M€ 72 na degressiviteit) betaald → het verschil tussen het minimumbedrag en de repartitiebijdrage mag verrekend worden in de periode 2019-2020-2021. De repartitiebijdrage van 2021 wordt verminderd met M€ 42,3

Inschatting van de winstmarge 2022 (repartitiebijdrage 2023):

- De winstmarge wordt sterk beïnvloed door het feit dat Doel 3 stopt op 30 september 2022 et de volledige productie wordt gevaloriseerd aan de *Belgian Day Ahead* prijs.

2.2. Kerncentrales (2/3)

- Op basis van geraamde productie en prijzen zullen winstmarges substantieel hoger zijn dan voorgaande jaren en zal de repartitiebijdrage toenemen

Over de jaren (bedragen in M€)	2016-2020	2016-2021	2016-2022	2016-2024
Gecumuleerde repartiebijdrage ten opzichte van gecumuleerde winstmarge	84,03%	60,75%	44,27%	40,65%

Raming voor G2 : op basis van bepalingen opgenomen in de Wet van 11/04/2003

- Indien de federale overheden deze verwachte winsten toch als buitensporig beschouwen, kunnen ze beslissen tot een aanvullende uitzonderlijke bijdrage indien wettelijk mogelijk, zoals dat bijvoorbeeld het geval is in Frankrijk

2.2. Kerncentrales (3/3)

Winsten van de centrales die verlengd werden en waarvoor overeenkomsten bestaan

[centrales van de eerste generatie (= G1) Doel 1 en Doel 2 en de centrale Tihange 1)]

- Tihange 1: *Marge* (= basis voor verdeling aan de Staat) houdt rekening met een remuneratievergoeding en *blijft negatief omwille van overdrachten verleden* (+ intresten) op basis van berekening Conventie T1

- Doel 1 en Doel 2: CREG beschikt niet over gegevens (verlengings-investeringen en operationele kosten) en kan geen raming maken
  - jaarlijks wordt 20 M€ betaald aan de Staat
  - gemiddeld % van de beschikbaarheid om aan te duiden dat de verlengingsinvesteringen een belangrijke invloed hebben op beschikbaarheid centrale (en dus recuperatie van de investeringen):

Gemiddeld % beschikbaarheid	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Doel 1	10%	77%	88%	30%	56%	55%	92%	90%	91%	91%	13%
Doel 2	76%	78%	88%	38%	62%	55%	89%	89%	91%	91%	92%
Totaal	**43%**	**77%**	**88%**	**34%**	**59%**	**55%**	**91%**	**90%**	**91%**	**91%**	**52%**

CREG

33

2.3. Gascentrales (1/2)

De evolutie van de operationele winstgevendheid van bestaande STEG-centrales wordt sinds 2017 opgevolgd door de CREG. De CREG studie (F)1628 (gepubliceerd in 2017) beschrijft de methodologie om de operationele winstgevendheid te verrekenen

De operationele winstgevendheid van STEG-centrales is sterk gestegen

- een STEG-centrale wordt als een arbitragemedium gebruikt tussen de elektriciteitsprijzen en gasprijzen (en CO_2-prijzen): reeds op langetermijnmarkten ingedekte capaciteiten kunnen ofwel fysiek vervuld worden via inzet van de centrale of commercieel opnieuw aangekocht op kortetermijnmarkten. De sterke stijging van de kosten om elektriciteit te genereren resulteert immers in een negatieve *Clean Spark Spread* waardoor de aankoop van elektriciteit en de verkoop van gas winstgevend wordt
- dat resulteert in een *gemiddelde operationele winst van meer dan € 100.000 per geïnstalleerde MW voor 2021*, waaraan een bijkomende netto marge voor de levering van balanceringsdiensten kan worden toegevoegd. *Dat is de hoogste winst voor de beschouwde periode 2007-2021*.
- de CREG *verwacht dat ook in 2022 de bestaande gascentrales dergelijke winsten zullen boeken*.

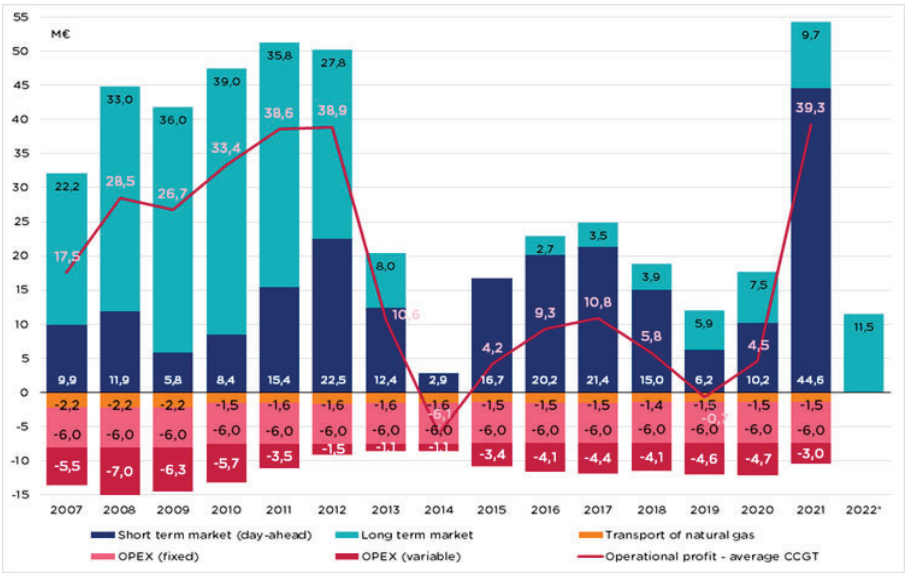
CREG

34

2.3. Gascentrales (2/2)

Berekening met parameters van bestaande centrales

Year	Name	Net result (in MEUR)
2021	Zandvliet	*51,7*
2021	Tpower	*42,2*
2021	Marcinelle	*44,1*
2021	St-Ghislain	*43,9*
2021	Amercoeur	*53,0*
2021	Herdersbrug	*32,2*
2021	Seraing	*66,3*
2021	Drogenbos	*29,0*
2021	Ringvaart	*19,9*



CREG

2.4. Andere marktspelers (1/2)

Leveranciers

Ten gevolge van haar maandelijkse controles besluit de CREG dat de leveranciers die actief zijn op de *retail* markt momenteel *geen uitzonderlijke winsten* kunnen realiseren : de prijzen op de *retail* markt zijn rechtstreeks verbonden met de prijzen op de groothandelsmarkten

Kopers van een PPA van een *offshore* windmolenpark

Genereren *geen uitzonderlijke winsten* en ervaren een verhoging van het risico dat verband houdt met het evenwichtsbeheer van hun portefeuille

Aardgasproductie

De voornaamste begunstigden van de sterke, actuele stijging van de aardgasprijzen. Zij noteren recordwinsten door hun productie te verkopen op basis van uitzonderlijk hoge marktprijzen. Dit zijn allemaal buitenlandse ondernemingen

Traders in gas en elektriciteit

Deze actoren kunnen speculatieve posities ingenomen hebben en *kunnen* dus ook *genieten van de stijging van de gas- en elektriciteitsprijzen, maar ze kunnen er ook nadeel van ondervinden*

CREG

2.4. Andere marktspelers (2/2)

CO_2

Momenteel werd *geen enkele marktmanipulatie geïdentificeerd*. Bepaalde actoren zouden voordeel kunnen halen uit de stijging van de CO_2-prijzen

Evenwichtsverantwoordelijke (BRP/*shipper*)

Zij lijden onder de kosten van de volatiliteit van het onevenwicht en zouden *geen voordeel* halen uit de huidige situatie

Leveranciers van flexibiliteitsdiensten (FSP)

Dankzij de volatiliteit van de prijzen van het onevenwicht hebben flexibele eenheden *aanzienlijke inkomsten kunnen genereren op de balanceringsmarkt*. Deze markt blijft in *volume echter relatief beperkt*

Transmissienetbeheerder voor elektriciteit

Er zal met de congestierentes, die momenteel hoger liggen, rekening worden gehouden bij de bepaling van de transmissienettarieven voor de komende jaren

CREG

37

AANVULLENDE VRAGEN VAN 16 FEBRUARI 2022 VAN DE MINISTER VAN ENERGIE

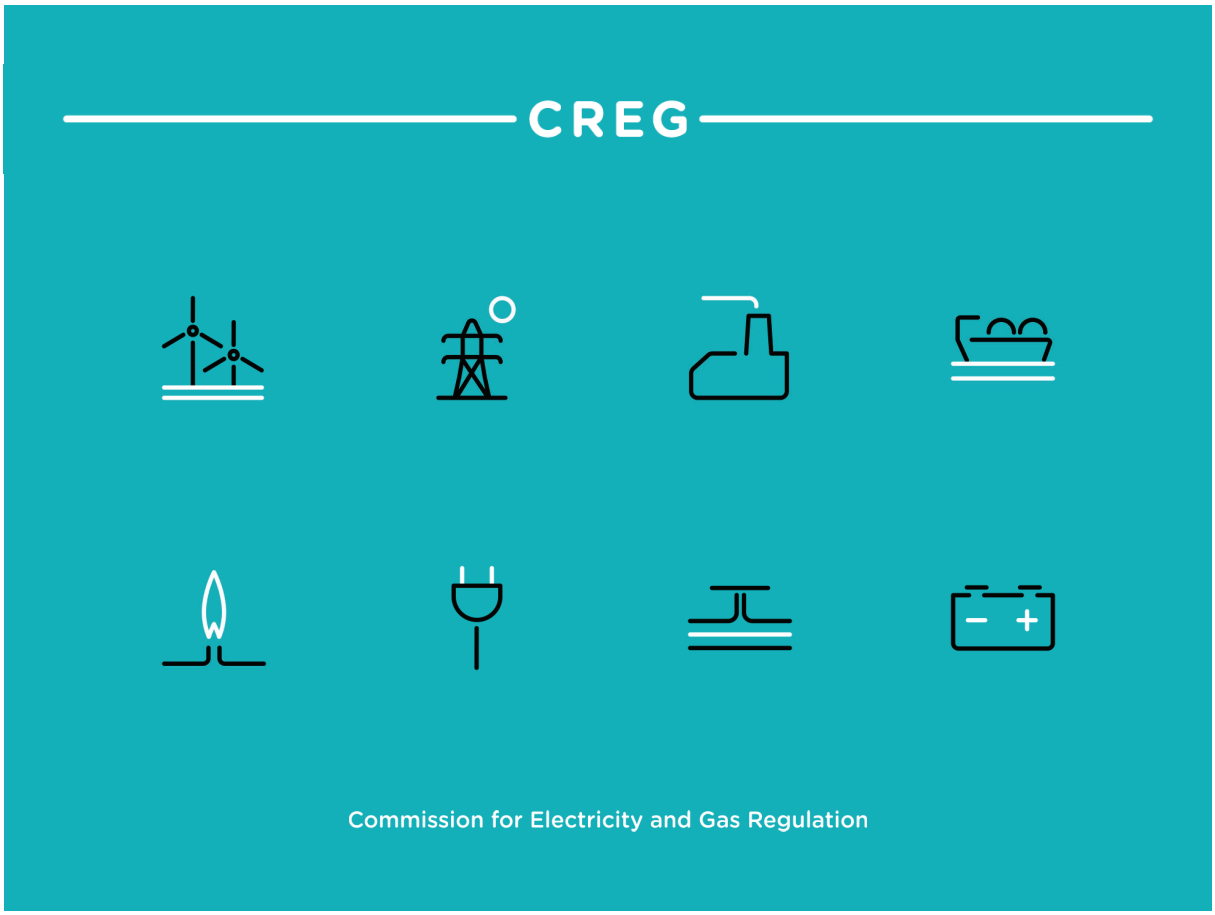
CREG

3. Aanvullende vragen van 16 februari 2022 van de minister van Energie

1. Welke maatregelen kunnen genomen worden om te garanderen dat de leveranciers nog een aantrekkelijk aanbod van vaste contracten kunnen behouden of ontwikkelen?
2. Uitstappen uit de markt onderzoeken die voor bepaalde leveranciers een interessante uitweg kunnen zijn en een reglementering overwegen
3. Rendabiliteit van de gasfabrieken over de hele exploitatieperiode
4. De definitie van "uitzonderlijke winsten" verfijnen
5. Maatregelen om te garanderen dat de uitzonderlijke winsten/overwinsten terug naar de Belgische verbruikers vloeien
6. Overzicht van de initiatieven die hierrond in andere Europese landen zijn genomen
7. Advies of de Belgische staat een hogere repartitiebijdrage voor de kernenergie kan eisen

CREG

39

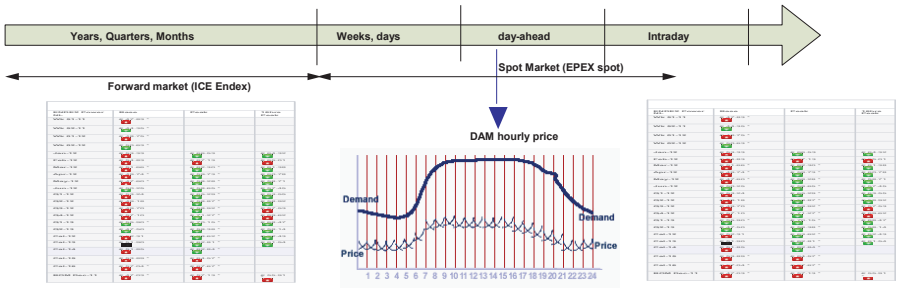


Prijsvorming niet-gereguleerde markt

- MAART 2022-

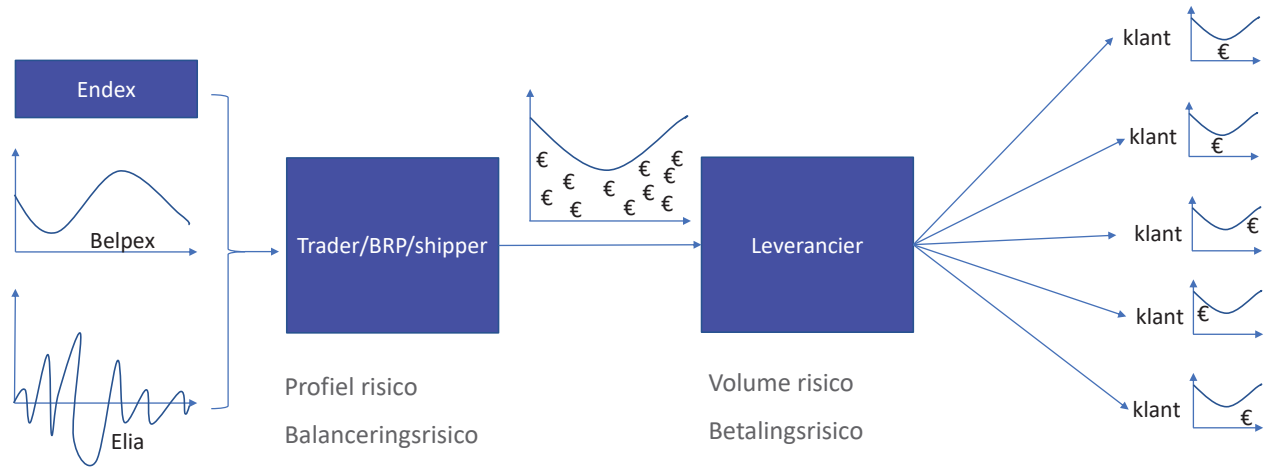
Eiya Consult

De digitale elektriciteitsmarkt



- ☑ Verschil tussen de centrale beurzen en de OTC (over the counter) markt:
  - ☑ Centraal: 1 beurs, standaard producten, 1 tegenpartij (clearing)
  - ☑ OTC: veelvoud aan producten, prijzen, condities, tegenpartij-risico structuren
- ☑ Verschil tussen veilingen en continue handel
  - ☑ Day-ahead veiling
  - ☑ Forward en intraday continue markten

Business processen



Eiya Consult PRIJSVORMING NIET-GEREGULEERDE MARKT 3

Prijsvorming en marktmaturiteit

Fundamentele markt

- Weinig spelers
- Lage liquiditeit
- Prijs wordt bepaald door
  - productiekosten (marktmacht producent)
  - opportuniteitskosten (marktmacht consument)

Psychologische markt

- Meer spelers, ook niet-fysieke
- hogere liquiditeit
- Prijs wordt bepaald door
  - Nieuws, nervositeit, fomo, herd-behaviour, trends, momentum, patronen,…

Speculatieve markt

- Vnl niet-fysieke spelers
- hoge liquiditeit
- Prijs wordt bepaald door
  - Relatie tot andere alternatieve markten
  - Derivaten-posities, nieuws,…
  - Cash & cash flow

Fundamentele analyse:
Freight (transport)
CO2, gas, olie, kolen
Efficiëntie
Spark spread
Dark spread

Elektriciteitsmarkten

Technische analyse:
RSI, MACD, OBV,…

Quantitative analysis:
Bot trading
Mathematical models

Eiya Consult PRIJSVORMING NIET-GEREGULEERDE MARKT 4

Continue forward markten

"Markten zoeken een optimum tussen vraag- en aanbod, met de marktprijs als uitkomst"

=> markten werken goed in normale omstandigheden. Ze zijn niet ontworpen voor noch bestand tegen uitzonderlijke/onvoorziene omstandigheden.

Markten worden bemand door traders (niet door economisten): korte termijn focus, zelfs op lange termijn markten

- posities worden geopend en gesloten op een termijn van dagen/weken

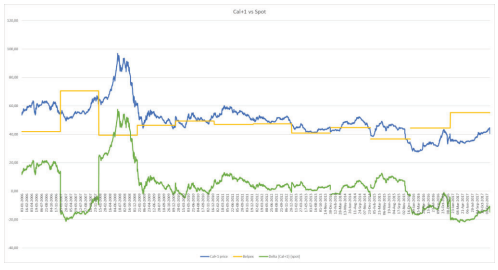
- de prijs is per definitie verkeerd, en beweegt naar de juiste richting ('the trend is your friend')

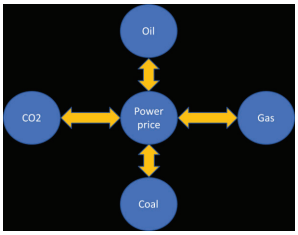
=> Flankerende maatregelen nodig bij extreme of onvoorziene omstandigheden (cf aandelenmarkten kunnen worden stil gelegd)

Continue forward markten

De forward prijs is geen voorspelling van de prijzen voor de toekomst

=> vs: zijn op ieder moment de beste verwachte waarde van de energie prijs in de toekomst onder de gegeven omstandigheden, oftewel: de prijs waarop je vandaag reeds energie kan verhandelen voor die periode in de toekomst





Continue forward markten en consumenten

Spikes zonder volume: amper een impact op de groothandelsmarkt (paniek situatie)

Maar consumenten worden geïndexeerd op de forwardmarkt : X*Endex + Y

Indexatie kan :

- op 1 bepaald moment (klik, tarieffiche,…) : risico op inlocken van een spike, maar laagste risico in bevoorradingsketen

- via gemiddelde formule (101, 103, 303,…): gemitigeerd risico op lock-in spike, maar hoger risico in de bevoorradingsketen

Remit rapportering

Elke transactie in energie moet dagelijks gerapporteerd worden aan Acer, behalve:

- Intra-group transacties
- Transacties met eindverbruikers < 100 GWh/jaar
- Transacties met producenten < 10 MW

De oorspronkelijke opdracht: detectie van marktmanipulatie (huidige crisis analyse voor april 2022)

Mogelijkse uitbreiding:

- Hedge rate analysis & open position vs cash flow monitoring (ipv stresstesten)
- Bevoorradingszekerheid analyse naar toekomstige posities
- Strategische reserve vrije markt vs publieke single buyer

Crisismaatregelen

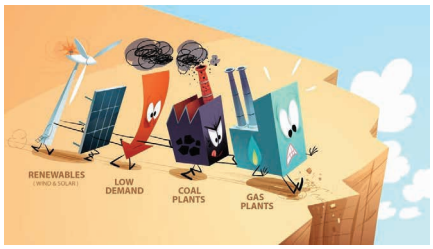
Wat zien we vandaag in Europa?

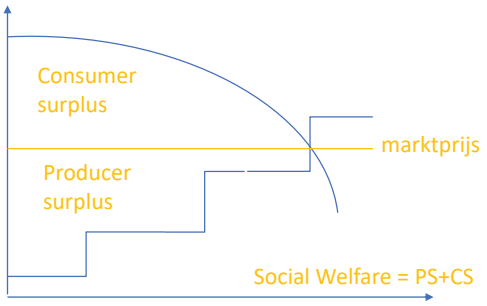
Regulieren maatregelen

- uitbreiding sociaal tarief
- reduceren (energie-)belastingen

Niet-reguliere maatregelen

- Windfall profit belasting
- Bilaterale directe deals (Arenh, VPP-auctions,…)





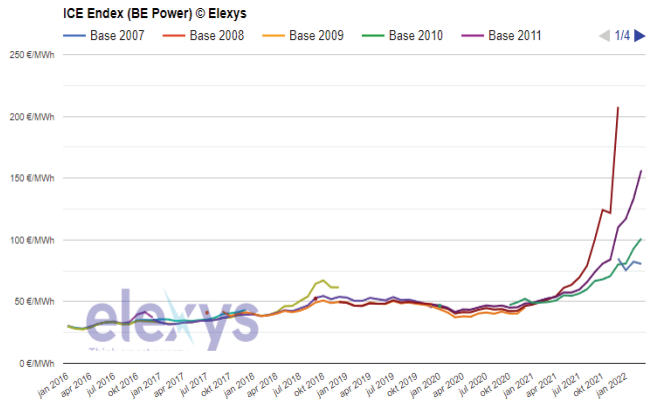
Alternatieven

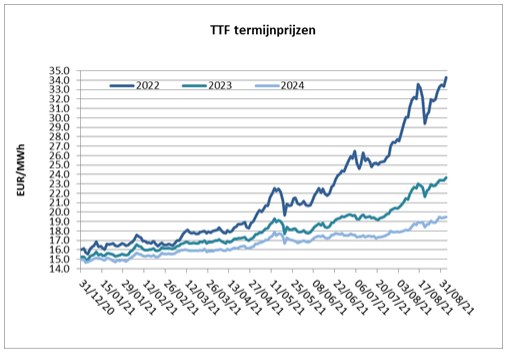
European single gas buyer + forward supplier auctions

Stability options: Public buyer(s) of Asian options

Fixed storage obligations for gas suppliers

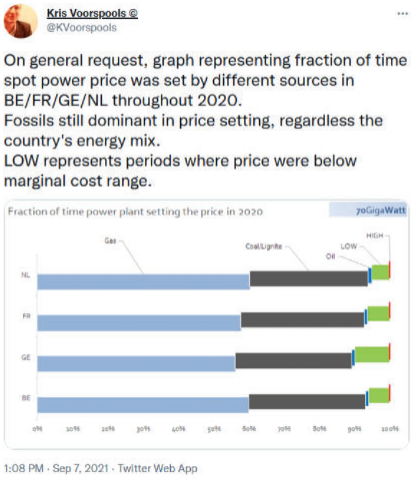
Evolutie prijzen

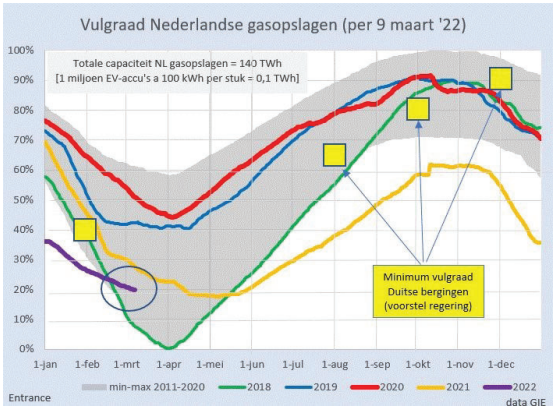




Bron: Ice-Endex

Evolutie prijzen





CO2

120
100
80
60
40
20
0
EUR/tonne
Jan 17
Jul 17
Jan 18
Jul 18
Jan 19
Jul 19
Jan 20
Jul 20
Jan 21
Jul 21
Jan 22

MIT Electric Power Systems (EPS) Center
Navigating the Complex Transition Towards Tomorrow's Power System

Elektriciteitsmarkten en de energie crisis '21-'2X

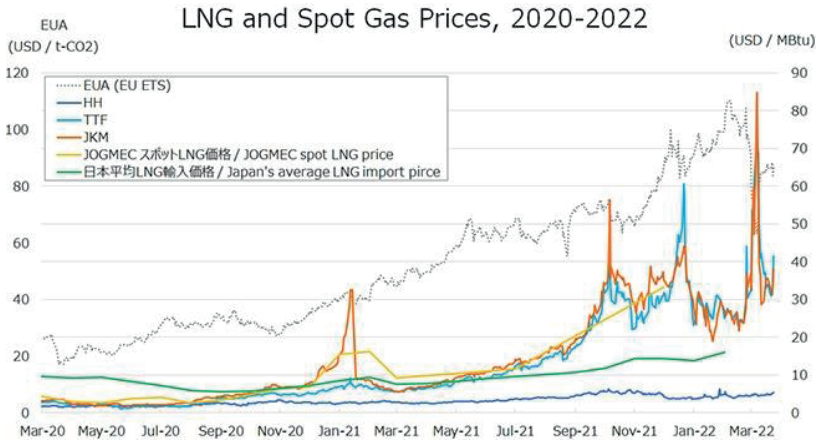
COMFIN-COMENERGY-CLIMATE
Hoorzitting - 10.05

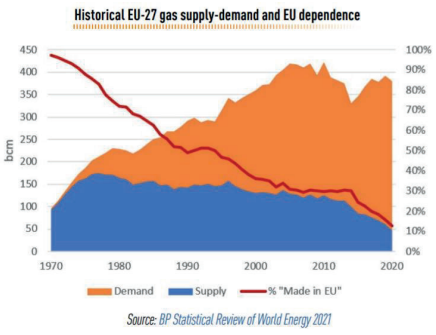
Tim Schittekatte

Postdoctoral associate MIT
Part-time professor EUI

MITei MIT Energy Initiative
Massachusetts Institute of Technology
FSR Florence School of Regulation
EUI

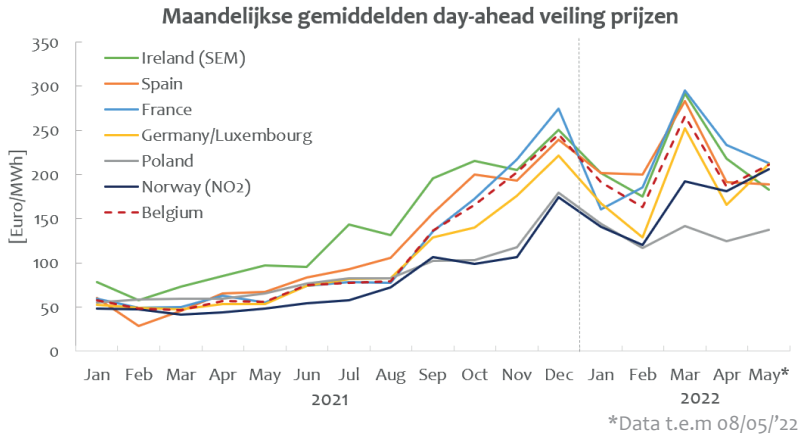
Eerst en vooral
Dit is een gascrisis





https://globallnghub.com/short-term-trend-of-natural-gas-and-lng-prices-2.html

Eerst en vooral
… maar elektriciteitsmarkten zijn “besmet”



Drie belangrijke nuances:

1/ De meerderheid van productie is verkocht op lange termijnmarkten (1-3 jaar)

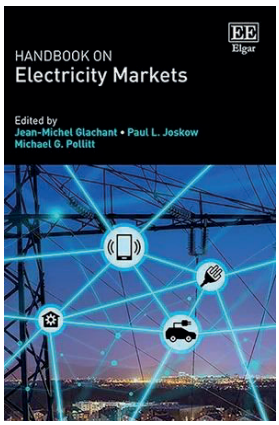
2/ Kapitaal-intensieve producenten moeten inframarginale rente verdienen om hun inversteringskosten terug te verdienen

3/ Hoge prijzen zijn signalen voor investering in nieuw capaciteit, vooral hernieuwbare energie

2

1/ Moeten de marktwerking voor korte termijn elektriciteitsmarkten aanpassen?

- Neen, en dit zou enkel op Europees niveau kunnen
- “Marginal pricing” is toegepast in alle geliberaliseerde elektriciteitsmarkten ter wereld sinds +20 jaar (Europa, grote delen van de VS, Latijns-Amerika en Oceanië)
- “Marginal pricing” is de norm voor korte termijnmarkten voor indifferentieerbare producten (olie, kolen, koper,…)

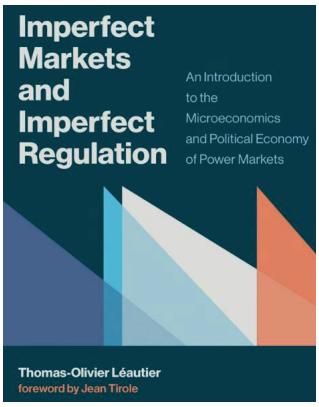


3

2/ Wat zijn de alternatieven? [Ookal kan zo een aanpassing enkel op Europees niveau]

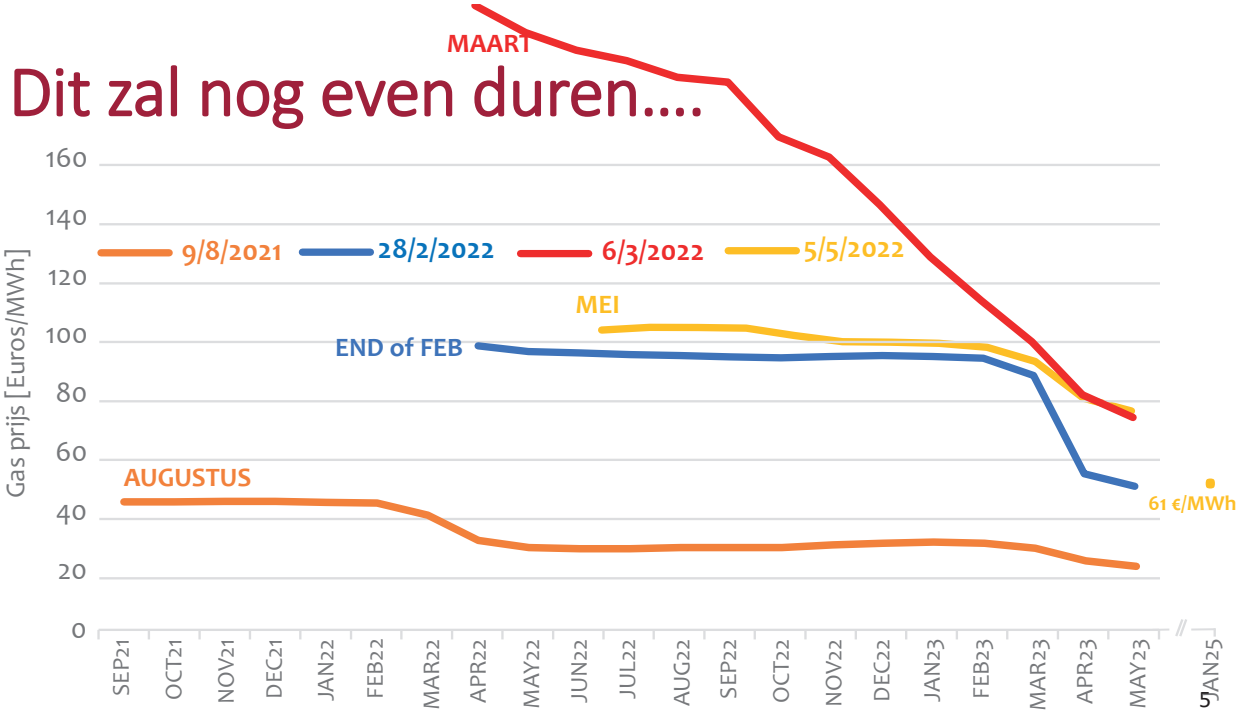
- **"Pay-as-bid":** een (oud) slecht idee

- **"Kosten-plus"**
  - Voordeel: stabiliteit ("a quiet life")
  - Nadelen:
    - 1/ Informatieasymmetrie
    - 2/ Veel moeilijkere prikkel voor effiëntie
    - 3/ Minder onnovatie
    - 4/ Veel moeilijkere coordinatie (ook handel met onze buurlanden)
  - Op lange termijn, hogere (verwachte) kosten



4

Dit zal nog even duren....



5

3/ Wat kunnen we nu doen?

- Doelgericht financiële hulp aan de kwetsbare consumenten en strategische bedrijven (idealiter via vouchers)

- Indien geen fiscale middelen: overwinsten belasting
  - Niet gemakkelijk te implementeren
  - Gecreëerde ademruimte < lange termijn kost
  - Zoek in de energie-sector, niet enkel in elektriciteit
  - Minder schadelijk dan andere interventies in de elektriciteitsmarkt
    - De elektriciteitsprijs blijft zijn coordinerende rol hebben
    - Geen contradictie tussen gas en elektriciteitsprijzen

6

4/ Wat maakt dit duidelijk?

- De groene transitie is de enige weg vooruit

- Stimuleer:
  - Renovatie en energie-efficiëntie
  - Zonnepanelen op daken, warmtepompen en elektrische wagens

  => Investering is het probleem, bv. geef goedkope lening
  - ? huisbatterijen, waterstof, nucleair ?

- Acceleratie integratie hernieuwbare energie:
  - Investering in de projecten zelf is niet het probleem
  - Vergunningen en NIMBY kosten ons veel tijd en geld
  - Investeringen in netwerken nodig

7

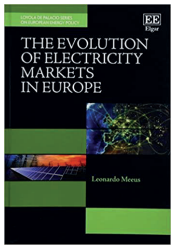
5/ Wat zou Europa kunnen doen?

- Een **prijsplatfond voor gasmarkten** aankondingen bij een disruptie van Russisch gas
- Fysieke schaarste van gas (en dus ook elektriciteit) is reëel dit najaar
- Indien nog niet bezig, begin nu met rantsoeneringsplannen

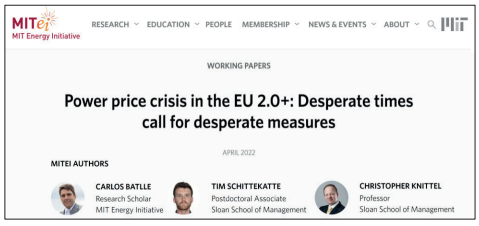
8

6/ Wat kunnen we doen om zo een polimiek (in de elektriciteitsmarkt) te vermijden in de toekomst?

- **Korte termijnmarkten werken goed** en kunnen stapsgewijs nog verbeterd worden

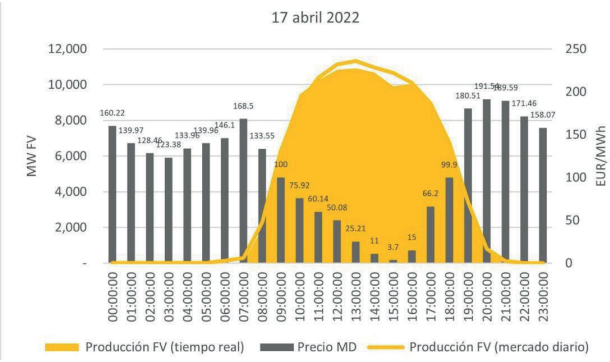


- **Verbetering lange termijnsmarkten elektriciteit**:
  - "Market maker" functie is een optie
  - "Affordability options": een verzekering tegen hoge elektriciteitsprijzen

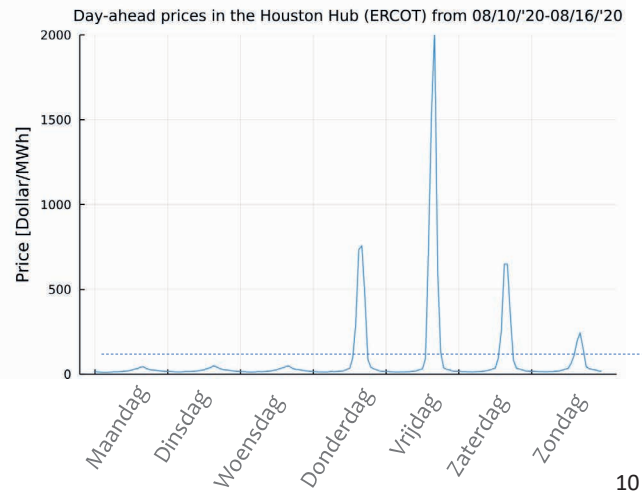


9

Een blik in de toekomst: een lente zondag in Spanje en een zomer week in de Texas



Credit: Francisco Beirão



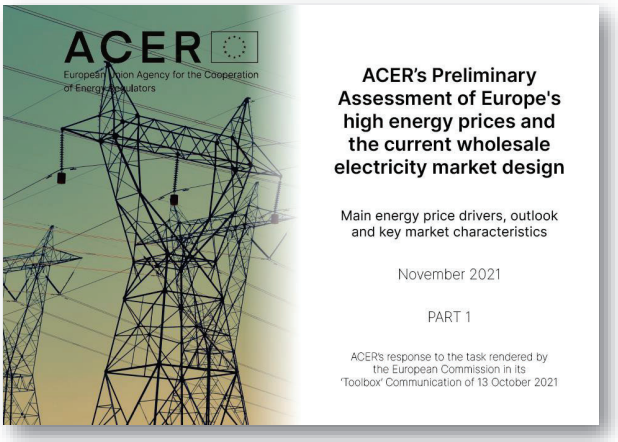
10

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

The original mandate

European Commission's 'Toolbox' Communication of 13 October tasks ACER with:

- studying the benefits and drawbacks of the existing electricity market design & proposing recommendations for assessment by the European Commission **by April 2022**;
- undertaking a preliminary assessment of the situation in the electricity market & reporting by **mid-November**.



3

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

The assessment is not ‘the full story’ either

Some evolutionary trends less directly tackled are e.g. the implications of enhanced energy system integration; wider applications of ‘energy efficiency first’ principles (e.g. for system planning); the balance of localised solutions and markets vis-à-vis more centralised solutions etc.

New regulatory challenges and opportunities are likely to appear as the energy transition further unfolds.

3

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Price levels and drivers: Different phases

Overview of events and market fundamentals driving EU gas prices, TTF month-ahead contract (EUR/MWh), (May 2021 - April 2022)

The current price surge can be split into three distinct phases. In the latest phase, price developments seem less driven by physical shortages and more by the extreme near-term uncertainty.

Source: ACER based on ICIS Heren's price data

4

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Price volatility: A problem or a call to take action?

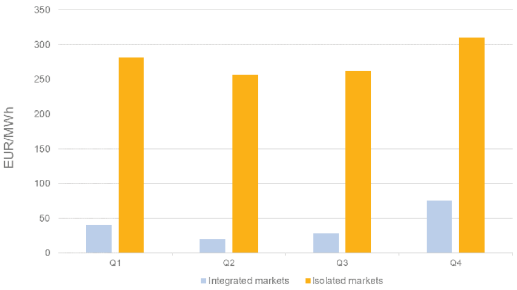
Diverging views on how to tackle price volatility

'Electricity markets do not work'	'Volatility needs to be avoided' (new market design, new pricing rules)
vs	vs
'Prices behave as expected given the current context'	'Volatility needs to be managed'

What are the ***tools to tackle price volatility*** in ACER's view?

- Preserve price signals: today's volatility triggers tomorrow's flexibility (technologies)
- Strengthened market integration (see figure)
- Improved forward markets (see next slides)
- Consumer protection remains key (see session 2)

Price volatility (EUR/MWh) in integrated and isolated electricity markets in the EU in 2021



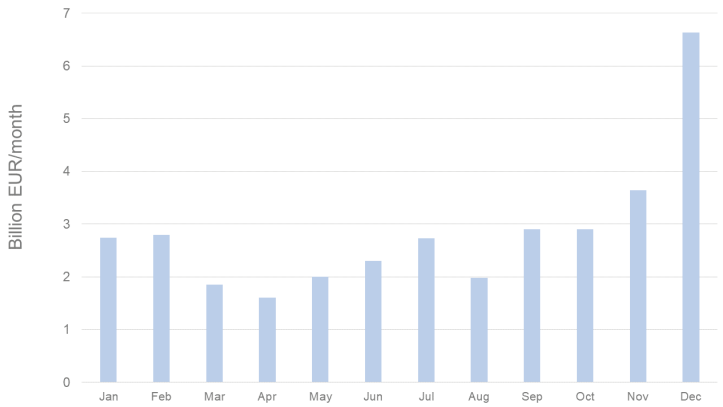
Source: ACER based on NEMOs simulations

5

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Benefits of electricity market integration: 34 billion EUR in 2021

Estimated monthly welfare benefits (Billion EUR) from cross-border electricity trade in 2021



In 2021, electricity cross-border trade delivered an estimated EUR 34 billion of benefits (source: NEMOs). ACER finds that the current electricity market design is not to blame for the current crisis.
On the contrary, the market rules in place have to some extent helped mitigate the current crisis.

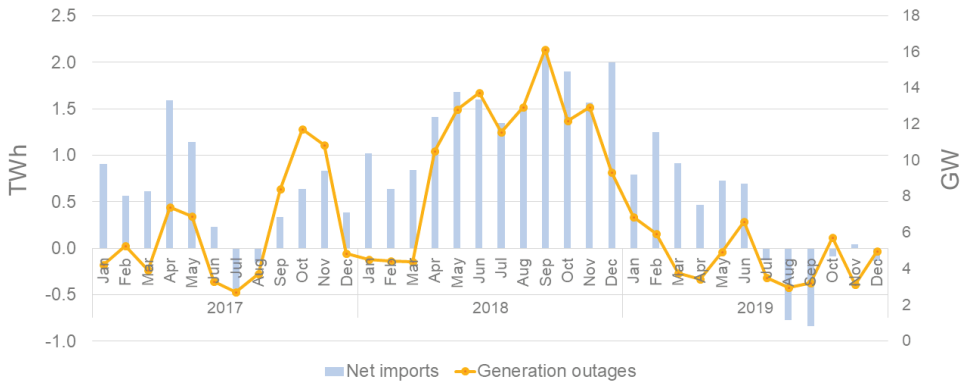
Source: ACER based on NEMOs simulations
Note: The benefits displayed represent the overall value of cross-border trade compared to isolated national markets, rather than the benefits from the implementation of market coupling. Market coupling enables the efficient use of interconnectors and renders more than one billion Euros of benefits per year.

6

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Security of supply via market integration

Belgium import electricity to meet the shortfall in own generation (2018-2019)



The EU electricity market design enhances security of supply and resilience to price shocks. For example, it enabled Belgium (and France) to mitigate widespread nuclear outages via increased electricity imports. This is 'resource sharing' via market integration.

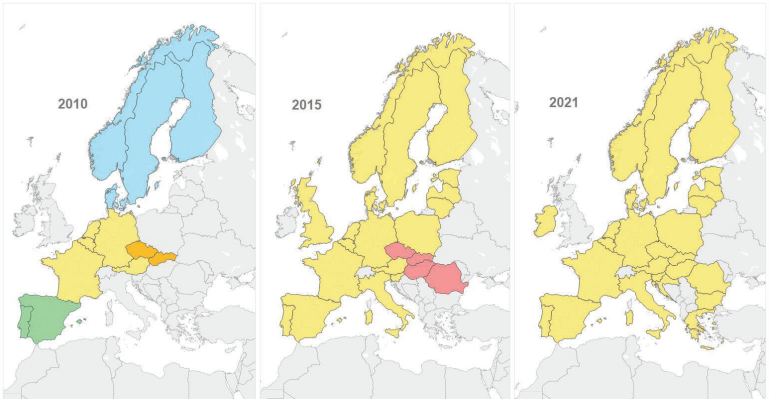
Source: ACER based on the ENTSO-E Transparency Platform.

7

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Market integration: A lot done, a lot to do

Evolution of EU wholesale electricity day-ahead market coupling (2010 - 2021)



Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed

Source: ACER

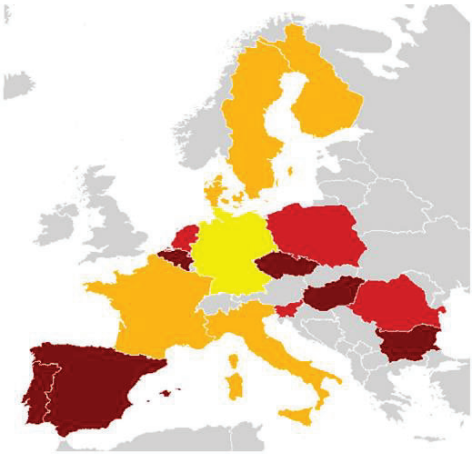
8

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Long-term markets & investment signals prove key

"Competitive long-term electricity markets play a key role in managing risk ..."

"Many wholesale market participants [...] hedge against risks as a fully integrated part of their business activities."



Today's forward electricity markets exhibit limited liquidity (especially beyond 3 years ahead), hampering the hedging of, and thus the development of, (CAPEX-heavy) low-carbon technologies.

Source: ACER-CEER Market Monitoring Report 2020.

9

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Future-proofing long-term markets

Improving the efficiency of renewable investment support and improving access to PPAs

Improving long-term market liquidity (market making, forward capacity allocation, collateral requirements)

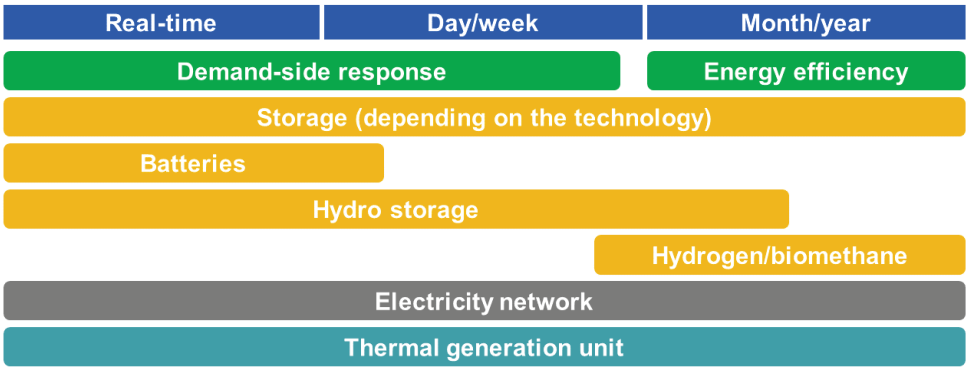
Long-term markets can further improve in order to support the investment in renewable generation and flexible resources

10

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Driving sufficient investment in flexibility & capacity

Flexibility services provided by various technologies



The power system will need significant and diverse flexible resources across multiple time frames (with seasonal flexibility a key challenge). Price volatility sends a clear signal of the need for flexible resources. In the absence of such signals, innovation in new solutions will be hampered.

Source: ACER

11

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Not forgetting: Non-market barriers & stumbling blocs

"... whilst increased energy independence vis-à-vis (particular) third-countries is a policy objective of growing importance, realising this may well depend on enhanced energy inter-dependence amongst EU Member States."

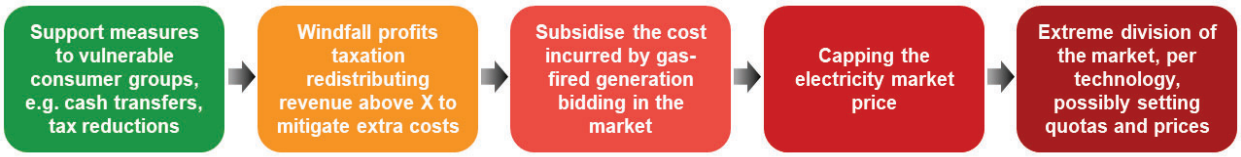
Irrespective of the market design, tackling non-market barriers will be key, e.g. to reduce delays in infrastructure roll-out. Also, enhanced coordination between Member States can optimise investment decisions and remove hurdles, with the exploitation of vast offshore wind resources as one example.

12

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Extreme price shocks and extraordinary measures

Spectrum of possible structural-interventionist measures relevant for the EU electricity market



As a rule of thumb, ACER considers that the more structural-interventionist a measure, the higher the potential to distort the market, especially in the medium to long-term.
The need for interventions in market functioning should be considered prudently and carefully and if pursued should seek to tackle 'the root causes' of the problem (gas prices).

Source: ACER. (The further a measure is depicted to the right, the deeper the level of intervention and/or alteration of the market framework in ACER's view).

13

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Possible 'insurance mechanisms' for the future

'Temporary relief valve': mechanism to temporarily limit prices under predefined conditions (e.g. unusually high price rises in a short period of time), pausing before return to full prices

\+

- Predefined framework for temporary relief
- Mitigates sustained high prices (and perceived excessive profits)

\-

- Risks market exit or requests for financial compensation
- Challenging to design
- Risk endangering security of supply or dampening signals for demand-side response

'Affordability option': Hedge pre-defined consumers against future sustained high prices (above a certain threshold); this via a regulatory intervention

\+

- Hedges vulnerable consumers
- May increase liquidity of long-term markets

\-

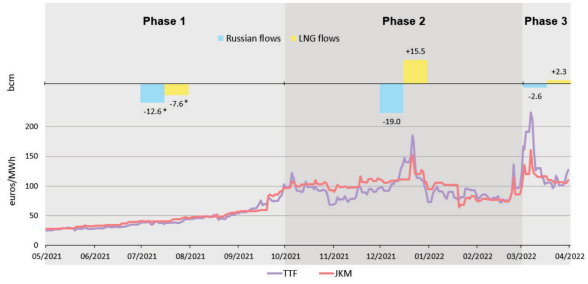
- Comes at a cost
- May be difficult to identify sufficient generators to provide this service

14

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Uncertainty around future supply keeps gas prices high

Comparison of EU and Asian gas prices and year-on-year changes in EU LNG and Russian pipeline imports - (May 2021 - April 2022)



Source: ACER based on GIE and ICIS Heren

- Some corrective measures are moving forward:
  - Demand cuts in view of high price signals
  - Common gas purchases
  - Dialogue with main gas suppliers
- More interventionist measures are attracting increasing attention as well

Strong EU hub price signals are managing to attract record LNG but they do not offset the effects on prices of lessened Russian pipeline flows.

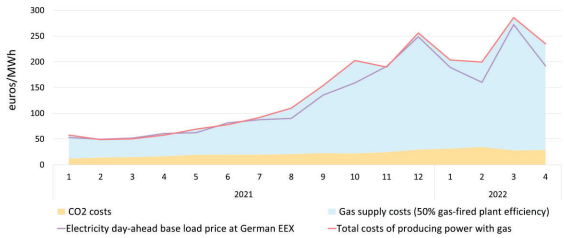
Note: The relative year-on-year changes for Phase I are referenced against the May-September period of the year 2019. The imports across the May-September period of 2020 were non-typical, due to Covid-19 impacts on demand.

15

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Gas prices have driven electricity prices. Future is uncertain.

Electricity price development in Germany and breakdown of the costs of producing electricity from gas (May 2021 - April 2022) - (EUR/MWh)



Source: ACER based on ICIS Heren

Gas prices will be influenced in coming years by:

1. The shift away from Russian gas
2. Global LNG market dynamics
3. Renewable gas and electricity growth
4. Gas demand reduction:
   - Energy efficiency
   - Energy system electrification

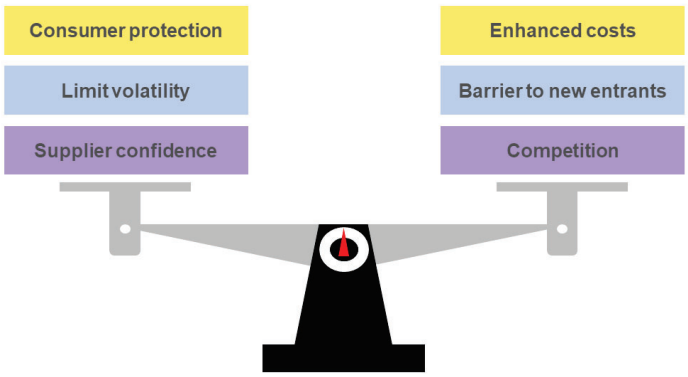
   +
5. Gas market design / policies:
   - Hub based vs long-term bilateral procurement
   - Storages' use and role

Some of the factors mentioned are likely to put upward pressure on EU gas prices in the near term compared to 'normal' years in the more recent past.

16

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Lessons for consumer protection going forward



Household energy prices have reached record levels.
Member States have several measures available to protect consumers against supplier bankruptcies.
However, they all involve trade-offs. One size is unlikely to fit all.

Source: ACER

17

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

Consumer protection and tariffing

- Consumer protection remains key
- It may not be appropriate for all consumers to default to a full dynamic tariff
- Supplier responsibility may need enhancement – the consumer is not always well placed to shoulder the full risk of volatility
- A 'fixed but flexible' tariff model may be an appropriate balance between certainty for the consumer and ensuring responsibility of the supplier.

18

13 measures for the consideration of policymakers, **future-proofing** the EU wholesale electricity market design

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

1. Speed up electricity market integration, implementing what is already agreed
2. Improve access to renewable Power Purchase Agreements (PPAs)
3. Improve the efficiency of renewable investment support schemes
4. Stimulate 'market making' to increase liquidity in long-term markets
5. Better integrate forward markets
6. Review (and potentially reduce, if warranted) collateral requirements
7. Preserve the wholesale price signal and remove barriers to demand resources providing flexibility
8. Shield those consumers that need protection the most from price volatility
9. Tackle avoidable supplier bankruptcies, getting the balance right
10. Tackle non-market barriers, ensuring generation and infrastructure is built at pace
11. Consider prudently the need for market interventions in situations of extreme duress; if pursued, consider tackling 'the root causes'
12. Consider public intervention to establish hedging instruments against future price shocks
13. Consider a 'temporary relief valve' for the future when wholesale prices rise unusually rapidly to high levels

Want to learn more?

Check out the full report on ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design.

www.acer.europa.eu linkedin.com/company/eu-acer/ twitter.com/eu_acer

Thank you for your attention.

ACER
European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

info@acer.europa.eu
acer.europa.eu
@eu_acer
linkedin.com/company/EU-ACER/

Imprimerie centrale – Centrale drukkerij