

VERENIGDE COMMISSIES VOOR
HET BEDRIJFSLEVEN, HET
WETENSCHAPSBELEID, HET
ONDERWIJS, DE NATIONALE
WETENSCHAPPELIJKE EN
CULTURELE INSTELLINGEN, DE
MIDDENSTAND EN DE
LANDBOUW EN VOOR DE
BINNENLANDSE ZAKEN, DE
ALGEMENE ZAKEN EN HET
OPENBAAR AMBT

COMMISSIONS REUNIES DE
L'ÉCONOMIE, DE LA POLITIQUE
SCIENTIFIQUE, DE L'ÉDUCATION,
DES INSTITUTIONS
SCIENTIFIQUES ET
CULTURELLES NATIONALES, DES
CLASSES MOYENNES ET DE
L'AGRICULTURE ET DE
L'INTERIEUR, DES AFFAIRES
GENERALES ET DE LA FONCTION
PUBLIQUE

van

du

WOENSDAG 24 SEPTEMBER 2014

MERCREDI 24 SEPTEMBRE 2014

Namiddag

Après-midi

La séance est ouverte à 14.06 heures et présidée par Mme Karine Lalieux.
De vergadering wordt geopend om 14.06 uur en voorgezeten door mevrouw Karine Lalieux.

01 Hoorzitting over de problematiek van de elektriciteitsbevoorrading en het afschakelplan met vertegenwoordigers van de CREG

01 Audition sur la problématique de l'approvisionnement en électricité et le plan de délestage avec des représentants de la CREG

La **présidente**: Nous allons débiter la réunion. Le président de la commission de l'Intérieur va nous rejoindre. Il a envoyé un sms pour signaler qu'il était en route.

Étant donné que la CREG est présente en nombre, nous allons d'abord entendre ses présentations. Puis, nous passerons à toutes vos questions.

Le texte de présentation vous a été distribué dans les deux langues.

01.01 Marie-Pierre Fauconnier: Madame la présidente, geachte leden van de commissie, wij zijn vandaag op uw voorstel aanwezig in deze gezamenlijke commissie om u vanuit het perspectief van de CREG toelichting te geven over een aantal punten inzake de bevoorradingszekerheid.

Ik zal eerst een korte inleiding geven over de rol van de CREG. Daarna zal Koen Locquet het hebben over het afschakelplan. Laurent Jacquet zal het hebben over de monitoring van de prijzen en de tendensen voor de toekomst. Ten slotte zal Andreas Tirez toelichting geven bij de werking van de markt in het geval van stroomschaarste en stroomtekort.

In het dossier van de bevoorradingszekerheid spelen veel partijen een rol. Sinds 2012 is de rol van de CREG verduidelijkt. De CREG vervult nu drie missies.

Ten eerste, moet zij binnen haar algemene bevoegdheden haar expertise ter beschikking stellen van diverse autoriteiten, bijvoorbeeld de minister van Energie. De CREG kan hiervoor zelf het initiatief nemen of haar

advies kan gevraagd worden. Daarnaast neemt zij deel aan werkgroepen, bijvoorbeeld inzake alternatieve pistes of prospectieve studies.

Ten tweede, moet de CREG de prijzen en de kosten evalueren. Dit is de *core business* van de CREG. Zo speelt de CREG een belangrijke rol in het monitoren van de prijzen. Laurent Jacquet zal daar straks uitgebreid op terugkomen. Recentelijk heeft de CREG ook een advies gepubliceerd over de prijs van de strategische reserve. Zij zal ook een evaluatie maken van de kosten met het oog op de levensduurverlenging van Tihange 1.

Ten derde, moet de CREG het marktmodel evalueren en verbeteren. Zij evalueert of de marktprikkels correct zijn. Meer in het algemeen vervult de CREG de rol van marktsupervisor, meer bepaald sinds REMIT van kracht werd – de Regulation on Energy Market Integrity and Transparency. Zij kijkt ook na of de infrastructuur voor de interconnectie van België met de buurlanden voldoende ontwikkeld is en ziet erop toe dat projecten van algemeen belang gerealiseerd worden. Verder speelt de CREG de rol van marktfacilitator, onder andere via de analyse van de contracten tussen de leveranciers en de distributienetbeheerders.

Zoals eerder gezegd is de rol van de CREG sinds 2012 verduidelijkt tot deze drie missies.

Voor het vervolg van onze toelichting geef ik graag het woord aan Koen Locquet.

01.02 Koen Locquet: Mevrouw de voorzitter, ik wil graag kort een toelichting geven over het afschakelplan, le plan de délestage, en voornamelijk de rol van de CREG daarbinnen. Ik zal niet op alle details ingaan, omdat wij gezien hebben dat Elia in een van uw vorige vergaderingen een uitgebreide uitleg heeft gegeven en die uitleg is volgens ons vrij compleet.

Ter herinnering, in de elektriciteitswet staat duidelijk vermeld dat er een technisch reglement opgesteld moet worden door de *transmission system operator*, door Elia. Dat technisch reglement (een KB) vermeldt in artikel 312 dat er een reddingscode opgesteld moet worden door Elia. In het geval er een noodzaak zich aandient, moet er ook afgeschakeld kunnen worden en daartoe moet een afschakelplan opgesteld worden.

Het afschakelplan, zoals zo dikwijls in de pers is gekomen, is het ministerieel besluit van 3 juni 2005. Ik wens er de nadruk op te leggen dat het afschakelplan een ministerieel besluit is. De discussies in de pers gaan eigenlijk heel dikwijls over de uitvoering van het afschakelplan, namelijk de straten, de posten en de cartografie.

Het afschakelplan wordt vastgesteld door de minister op voorstel van de transportnetbeheerder. Daarin komt de rol van de CREG naar voren. De CREG heeft daarin een eenmalige rol gespeeld. In 2003 heeft de CREG een advies geformuleerd over het afschakelplan. De conclusie van de CREG luidde toentertijd dat het afschakelplan conform het technisch reglement was.

Kort gesteld, de rol van de CREG in het kader van het afschakelplan is heel miniem, namelijk het geven van advies over het ministerieel besluit.

Nu geef ik het woord aan Laurent Jacquet.

01.03 Laurent Jacquet: Madame la présidente, geachte leden van de commissie, dames en heren, en tant que chargé de la direction des prix à la CREG, je vais vous présenter le résultat du monitoring permanent que nous réalisons. Nous le verrons sous deux angles: les prix au niveau des bourses (le marché de gros en Belgique) et les prix au niveau des consommateurs, qu'ils soient résidentiels, PME ou encore industriels.

*De heer Siegfried Bracke neemt eveneens plaats als voorzitter.
M. Siegfried Bracke prend également place en tant que président.*

Commençons par les prix de gros. Nous avons ici un graphique qui se rapporte à la bourse Belpex, le marché *day-ahead*, un marché de court terme pour la livraison de l'électricité le lendemain. Sur la partie droite du graphique, on note en 2014 une première hausse du prix sur Belpex, qui coïncide avec l'annonce de l'arrêt des réacteurs de Doel 3 et de Tihange 2. Ensuite, les prix ont diminué. Il y a eu une nouvelle augmentation au mois d'août, lorsqu'on lit dans la presse que le réacteur de Doel 4 sera à l'arrêt.

Concrètement, si vous regardez la partie gauche du graphique, vous voyez que les niveaux de prix sont

relativement raisonnables par rapport à ce qu'on a connu dans le passé notamment durant l'hiver 2012-2013, à la suite de l'arrêt de Doel 3 et Tihange 2.

Première conclusion, le marché *day-ahead* a réagi à l'arrêt des réacteurs nucléaires de façon tout à fait contenue.

Nous voyons sur le transparent suivant un zoom sur le mois d'août. Vous lisez dans les différents rectangles de couleur bleue les différents événements qui sont relatés dans la presse et les réactions du marché. On voit effectivement qu'à chaque annonce, le prix bouge mais comme on l'a vu au premier graphique, cela reste dans une limite contenue aux alentours d'une quarantaine d'euros par MWh.

Le transparent suivant reprend le marché *forward*. On parle ici non pas de la livraison d'électricité à très court terme, le lendemain ou durant la journée, on parle d'horizons de temps plus éloignés, à savoir quatre courbes. Le graphique a sans doute l'air touffu mais vous allez voir que nous allons vite nous y retrouver.

Je vous propose de commencer par la première courbe, la bleue, qui représente le prix M+1.

On parle ici du prix de l'électricité pour livraison durant le mois qui suit. Que voit-on? Quand on regarde la droite du graphique, pour les prix de 2014, on voit une hausse qui commence au mois de juillet et qui se poursuit. Si vous regardez un peu plus en arrière dans le temps, vous notez également cette hausse en 2013 et en 2012. On est donc face à un phénomène saisonnier classique du marché, qui anticipe l'augmentation de la demande en électricité en automne et en hiver. Le prix augmente donc naturellement.

Il n'y a donc rien d'anormal cette année, si ce n'est le fait que l'augmentation est un peu plus importante. La pente de la droite est un peu plus élevée, ce qui traduit une réaction plus importante du marché.

La deuxième courbe représente le prix Q+1 – le quarter –, autrement dit pour le trimestre à venir. Il y a toujours l'effet saisonnier au mois de juillet mais, cette année, il se poursuit de façon un peu plus importante avec l'arrêt de Doel 4 au mois d'août.

Les courbes verte et mauve correspondent au prix Y+1 et Y+2, pour l'électricité à livrer dans un an et dans deux ans. On voit clairement sur ce graphique qu'il y a une augmentation plus soutenue par rapport aux autres années. La première, à partir d'avril (arrêts de Doel 3 et Tihange 2) et ensuite, à partir du mois d'août, pour l'arrêt de Doel 4.

Faisons maintenant un zoom sur le mois d'août. On retrouve les quatre courbes de façon plus détaillée, jour par jour. On voit des évolutions à la hausse qui sont coïncidentes avec l'annonce des arrêts des réacteurs nucléaires.

01.04 **Jean-Marc Nollet** (Ecolo-Groen): Que représente la courbe rouge?

01.05 **Laurent Jacquet**: Q+1, c'est le trimestre suivant. La bleue correspond au mois suivant, la rouge correspond au trimestre suivant, la verte correspond à l'année qui suit et la mauve correspond à la situation dans deux ans.

Le graphique suivant, c'est le dernier qui concerne les marchés de gros. Il s'agit de la différence de prix entre le prix Y+1 en Belgique et sur les bourses des pays voisins. On a ici le prix Y+1 pour la livraison d'électricité l'année d'après. C'est une référence très souvent utilisée dans le marché. On voit que le prix en Belgique – c'est la courbe bleue au-dessus — est à un niveau sensiblement supérieur par rapport à ce qu'on note dans les pays voisins. Aux Pays-Bas, vous avez la courbe orange, qui se situe juste en dessous de celle de la Belgique. La verte, c'est l'Allemagne, qui est vraiment en bas, de façon assez significative. On trouve la France, en bleu, avec des prix relativement constants.

Qu'est-ce qui explique la divergence de ces prix, sachant qu'avant la mi-2012, on avait, sur la partie gauche du graphique, des prix qui étaient relativement convergents, qui étaient couplés? Il y a un premier effet – on en a isolé trois, en gros, qui sont interdépendants.

Le premier effet, c'est l'importance de l'offre par rapport à la demande. Quand on est dans un pays avec une offre d'électricité et une production qui est réduite, limitée, forcément cela va avoir un impact à la hausse sur le prix.

Deuxième élément, un peu plus technique, c'est la constitution dans le pays considéré du parc de production. Comme on le voit ici, on a quatre parcs sensiblement différents.

On va commencer par l'Allemagne. L'Allemagne a un parc qui est actuellement principalement basé sur le prix du charbon - des centrales au charbon -, avec un prix du charbon sur les marchés qui est assez bas. Comme, à côté du charbon, en Allemagne il y a aussi beaucoup de renouvelable, qui produit à un coût marginal nul, on se retrouve avec cette courbe relativement basse pour les prix en Allemagne. Le parc en France est principalement basé sur la capacité nucléaire. On va retrouver une courbe de prix assez constante. La courbe des Pays-Bas est plus haute, parce que leur parc est constitué en plus grande partie de centrales au gaz, le gaz ayant par rapport au charbon un niveau de prix plus soutenu ces derniers mois et ces dernières années. Cela explique pourquoi les Pays-Bas sont à un niveau supérieur. Enfin, au-dessus, on trouve la courbe de la Belgique, qui a un parc d'ordinaire nucléaire comme principale source de production, mais, avec la mise à l'arrêt des réacteurs, les centrales au gaz doivent compenser. On a donc une tendance à la hausse du prix en Belgique.

Cela me donne l'occasion d'en arriver au troisième élément, qui explique les différences de prix. Il s'agit de la capacité d'interconnexion. Vous voyez qu'à partir de la mi-2012, les courbes commencent à diverger. On a vraiment un découplage des prix. Cela signifie qu'avant cette période, on était dans une situation où la capacité d'interconnexion entre les pays permettait à du courant bon marché, venant d'Allemagne par exemple, d'aller rencontrer la demande dans des pays comme les Pays-Bas, la Belgique et, dans une moindre mesure, la France. Concrètement, on voit qu'il y a un découplage à partir de la mi-2012. Cela veut dire qu'à partir de ce moment-là, les capacités d'interconnexion ne sont plus suffisantes pour couvrir tous les besoins en électricité, à chaque instant, des différents pays et on obtient donc, à un moment donné, un découplage des prix. Voilà pour le marché de gros.

Passons maintenant de l'autre côté de la barrière, sur la facture des consommateurs. On va analyser cela de deux manières. Tout d'abord à court terme et ensuite, à moyen et long termes.

Commençons pour les petits clients, c'est-à-dire les PME et les résidentiels.

Pour les premiers types de contrats, les contrats à prix fixe, comme le prix est déterminé pour une durée pouvant aller de 1 à 3 ans, on a ce prix qui est fixé et il n'y a donc aucun impact de l'augmentation des prix en bourse. Pour les nouveaux contrats fixes qui seront proposés dans les prochains mois, on peut s'attendre à une augmentation du prix qui sera proportionnelle à ce que l'on retrouve sur les marchés de gros. Autrement dit, pour fixer leurs prix, les fournisseurs prennent comme référence le marché *forward* avec une durée temporelle qui correspond à la durée de fourniture au client et ils ajoutent à ce prix, une prime de risque qui est censée les couvrir si jamais l'électricité qu'ils devraient produire ou acheter à ce moment-là est plus chère que ce qu'avait estimé le marché.

Le *slide* suivant concerne les contrats à prix variable. Concrètement, pour les contrats en cours, on n'a pas noté d'impact jusqu'à ce jour. Pourquoi? Parce que ces contrats variables sont indexés sur des prix de gros qui couvrent des périodes assez longues dans le passé. Par exemple, les deux plus grands acteurs du marché, Electrabel Customer Solutions (ECS) et Luminus ont des index de prix qui couvrent jusqu'à deux ans. Autrement dit, les augmentations notées ces derniers mois sont assez diluées, sont lissées par l'effet de moyenne sur ces grandes périodes.

Concrètement, lors des prochaines indexations, le 1^{er} octobre et le 1^{er} janvier – comme vous le savez, avec le filet de sécurité, il y a une indexation trimestrielle –, nous verrons ce que les fournisseurs vont introduire comme dossiers à la CREG. Mais, d'après nos calculs internes, on ne devrait pas assister à des augmentations significatives.

Le transparent suivant concerne l'impact à moyen et long termes. Tout dépendra de la durée de l'arrêt des réacteurs nucléaires. On peut en résumer les effets comme étant de trois types. Le premier, c'est la loi de l'offre et la demande: si l'offre diminue, le prix est forcément poussé vers le haut. Le deuxième porte sur l'influence du prix des combustibles. Derrière l'électricité, on trouve des centrales au gaz et au charbon. Le prix de ces combustibles peut influencer indirectement sur celui de l'électricité. Sur le transparent suivant, on trouve le dernier élément, qui est l'indépendance de la Belgique par rapport aux importations, mais aussi aux capacités d'interconnexion et, enfin, à la disponibilité de la production dans les pays voisins.

Passons à présent à une autre catégorie de clients, les industriels. Concrètement, il existe trois catégories de contrats avec les gros industriels. Le premier se fonde sur un prix fixe et concerne environ 10 % des cas. Comme pour les clients PME et résidentiels, les prix sont fixés pour des durées bien précises. Il n'y aura pas d'impact sur les contrats en cours. Pour ceux qui seront conclus dans les prochains mois, on peut s'attendre à une augmentation du prix qui sera proportionnelle à ce que l'on a vu sur les marchés de gros pour les prix *forward*.

La deuxième catégorie de contrats se base sur des prix *day-ahead* – donc sur Belpex. Il en existe relativement peu: environ 10 %. Là, l'impact est direct, puisque vous avez vu tout à l'heure le prix sur Belpex qui augmentait. Cependant, comme la montée de celui-ci est relativement contenue, on peut conclure que l'impact jusqu'à aujourd'hui serait limité.

Le dernier type de contrat est le plus important. En effet, 80 % des contrats avec les industriels sont fixés sur la base des marchés *forward* – donc de la bourse Endex. Ce sont des contrats "à clic". Cela signifie que le client doit cliquer sur les prix en cours – pour le mois, le trimestre ou l'année. C'est ce prix qui va déterminer la tarification future. Autrement dit, pour la majorité des contrats, on clique durant l'année 2014, et cela déterminera le prix qui sera facturé en 2015. Comme la majorité de ces contrats sont conclus sur une base annuelle, l'impact sera très limité. Pour les contrats "à clic", qui sont calculés sur des indices mensuels ou trimestriels, d'ici la fin de l'année, ceux-ci évolueront encore.

Le plus grand impact sera pour 2015 dans le cadre des contrats annuels, mais pour tous les clics qui auront été faits après le mois d'avril 2014 puisque c'est à partir de ce moment-là qu'on note une augmentation des prix.

J'en arrive à la conclusion de ce chapitre.

Premièrement, le marché *day-ahead* a réagi aux arrêts du nucléaire mais de façon relativement contenue. Deuxièmement, le marché *forward* a réagi de façon un peu plus prononcée. Troisièmement, on verra à court terme que les augmentations ne sont pas très importantes mais qu'elles pourraient, dans le cadre des trimestres à venir, être plus sensibles si les arrêts se maintiennent. L'offre et la demande vont jouer un rôle, mais également le prix des combustibles, la capacité d'interconnexion, mais aussi les influences du climat dans cette équation assez complexe qu'est la fixation du prix de l'électricité.

Je vous remercie de votre attention.

01.06 **Andreas Tirez:** Mevrouw de voorzitter, meneer de voorzitter, dames en heren, ik ben verantwoordelijk voor de directie Technische werking van de markten. Naar aanleiding van de onbeschikbaarheid van Doel 3 en Tihange 2 eind maart hebben wij beslist om een studie te maken over de Belgische groothandelsmarkt tijdens stroomschaarste en stroomtekort. Die studie werd recent afgerond en zal weldra gepubliceerd worden op onze website. Maar ik wil nu toch reeds een aantal aanbevelingen geven die in die studie staan.

Ten eerste, in een belangrijk gedeelte van die bevoorradingszekerheid kan door een goedwerkende markt en een efficiënt netbeheer voorzien worden. Dat betekent dat er correcte prijsprikkels moeten worden gegeven aan de marktactoren en dat de netbeheerder zoveel mogelijk interconnectiecapaciteit aan de markt moet geven. Als er bepaalde wijzigingen moeten gebeuren aan het marktmodel en als er bepaalde marktregels moeten wijzigen, dan pleiten wij voor een graduele aanpak, zodat de marktspelers zich aan de nieuwe context kunnen aanpassen.

De groothandelsmarkt zoals wij die nu kennen, is een energy-onlymarkt, dat betekent dat er alleen elektrische energie kan verhandeld worden, het gaat dus niet over het verhandelen van productiecapaciteit. Het is die markt die voor een groot gedeelte kan instaan voor de bevoorradingszekerheid, maar zoals bij nagenoeg alle markten zijn er ook bij de groothandelsenergiemarkt imperfecties. Die imperfecties moeten zoveel mogelijk aangepakt worden, maar zelfs als al die imperfecties zouden aangepakt worden, is het nog steeds moeilijk te voorspellen of die markt volledig kan voorzien in de bevoorradingszekerheid.

Wij hebben dus een veiligheidsnet nodig en daarvoor zijn de strategische reserves ontwikkeld. Die strategische reserves zijn een vorm van capaciteitsvergoeding, dus bepaalde eenheden die uit de markt willen verdwijnen, worden toch in het systeem gehouden, door een reservering om die capaciteit ter beschikking te hebben.

Jaarlijks kan er dan geëvalueerd worden of die strategische reserves nog nodig zijn en, zo ja, hoeveel van die volumes nog nodig zijn. Als er een risico is dat de groothandelsmarkt, de energy-onlymarkt, niet kan voorzien in de bevoorradingszekerheid, dan kunnen de strategische reserves tussenkomen om in die bevoorradingszekerheid te voorzien.

Op die manier kiezen wij dus voor een gemengd model, waarbij wij, enerzijds, die energy-onlymarkt zoveel mogelijk ruimte willen geven om te voorzien in de bevoorradingszekerheid en, anderzijds, in een veiligheidsnet voorzien, namelijk de strategische reserves, voor wanneer die energy-onlymarkt niet voldoet.

Nu, hoe kunnen wij de markt zoveel mogelijk haar rol laten spelen in de bevoorradingszekerheid? Er zijn daar twee sporen te volgen. Enerzijds, het spoor gericht op de gewone marktactoren zoals producenten, consumenten, leveranciers en evenwichtsverantwoordelijken, maar ook vrij recent de aggregatoren. Dat is een nieuw soort type spelers die flexibiliteit zoeken bij kleinere spelers, vooral in distributienetten, en dat dan aggregeren en aanbieden op de markt. Anderzijds, is er de netbeheerder. Twee sporen dus, de gewone marktactoren en de netbeheerder.

Aan die gewone marktactoren moeten zoveel mogelijk correcte prijsprikkels worden gegeven. Een maatregel werd daarvoor al genomen, met name het tarief van 4 500 euro per megawattuur in het geval van activering van de strategische reserves bij structureel tekort.

Ik wil iets meer zeggen over die 4 500 euro.

Gisteren werd dat vergeleken met de gewone marktprijs, ongeveer 100 keer meer dan de gewone marktprijs, zoals ook FEBEG zei. Dat klopt wel, maar die prijs mag niet worden vergeleken met de gewone groothandelsprijs, maar wel met de groothandelsprijs die wordt genoteerd wanneer de markt niet meer kan voldoen of wanneer de markt aan haar limiet is gekomen. Die prijslimiet op de markt is 3 000 euro per megawattuur en die 4 500 euro moet dan ook worden gezien in vergelijking daarmee.

Waarom? Omdat er enerzijds de energy-onlymarkt is, die zoveel mogelijk haar werk moet doen, en, anderzijds, de strategische reserves, die daarbuiten staan. Het is wettelijk bepaald dat zij zo min mogelijk interfereren met de gewone marktwerking.

Dat betekent dus dat de strategische reserves voor de marktactoren geen valabel alternatief mogen zijn. Dat betekent dat wanneer een marktactor in onevenwicht gaat en de facto een beroep doet op die strategische reserves, hij een prijs moet betalen die hoger ligt dan die 3 000 euro per megawattuur.

Als dat niet het geval zou zijn, dan zou de marktactor kunnen beslissen niet aan te kopen. Mocht de prijs dus op 2 000 euro/MWh zijn of lager liggen, zou de marktactor kunnen beslissen zijn energie niet aan te kopen op de markt, maar te wachten tot de reële tijd en dan worden de strategische reserves geactiveerd en betaalt hij een prijs die lager ligt dan de maximale prijs op de energiemarkt.

Men zou kunnen beslissen om de prijs gewoon op 3 000 euro te zetten, maar ook daar zeggen de huidige werkingsregels voor de strategische reserves dat de activatie van een strategische reserve alleen mag wanneer dat echt nodig zou zijn. Het kan dus ook zijn dat die activatie die in *day ahead* – de dag ervoor – kan gebeuren, tijdens de dag wordt geannuleerd, zodat die 4 500 euro niet geldig is. Men moet dus een onevenwichtstarief hebben, als de strategische reserves terecht worden geactiveerd, dat significant hoger ligt dan de maximale prijs op de groothandelsmarkt, zijnde 3 000 euro.

In overleg met Elia en de CREG en de marktpartijen – dat is in de Users Group van Elia ook besproken – werd die 4 500 euro door Elia voorgesteld en door de CREG goedgekeurd.

Het is belangrijk om te melden dat die 4 500 euro noodzakelijk is om een goede werking van die strategische reserves te bereiken, namelijk zo min mogelijk interferentie met de groothandelsmarkt. Een bijkomend voordeel is dat die 4 500 euro ook een goede prijsprikkel geeft aan de marktspelers om zelf in hun evenwicht te voorzien, zodat die markt de bevoorradingszekerheid zo veel mogelijk zelf gaat verzorgen.

Er is nog een aspect waarnaar wij willen streven. Nu wordt veel over afschakeling gesproken, dat is iets onvrijwilligs, dat is voor de zones waarbinnen afgeschakeld wordt, ook niet of weinig selectief. Wij zouden dat zo veel mogelijk willen brengen naar een vrijwillige afschakeling, die dan ook selectief is. Zo veel

mogelijk afschakelvermogen is een evolutie die wij zeker moeten doen.

Een tweede spoor is de netbeheerder.

De netbeheerder dient zo veel mogelijk interconnectiecapaciteit aan de markt te geven. Elia heeft 3 500 megawatt commerciële importcapaciteit naar voren geschoven. Voor de CREG is dat niet a priori een garantie voor een optimaal gebruik van de interconnectie. Ik zal dat straks iets meer toelichten. De CREG wenst ook dat Elia dagelijks de overweging maakt om extra capaciteit op de intradaybasis toe te kennen.

Enige uitleg over de importcapaciteit van 3 500 megawatt.

België kent twee commerciële elektrische grenzen, een met Frankrijk en een met Nederland. Een interconnectie bestaat uit verschillende luchtlijnen. Op de noordgrens zijn er nog dwarsregeltransformatoren. Dat zijn transformatoren waarmee de netbeheerder invloed kan hebben op de stromen die door de interconnectie komen.

De tabel toont de luchtlijnen die de twee interconnecties vormen. Met Frankrijk zijn dat vijf luchtlijnen. Om een veilig netbeheer te hebben, is het zo dat het net toch altijd de stromen moet kunnen vervoeren, ook al valt er onverwachts één netelement uit. Als een groot netelement uitvalt, moeten de reële stromen die er dan zijn nog kunnen worden vervoerd. Dat is het zogenaamde N min 1-criterium.

Voor Frankrijk is er een totale capaciteit van 5 451 megawatt. Als daar het grootste element uitvalt, valt men terug op een theoretische N min 1-capaciteit van ongeveer 3 900 megawatt.

Voor Nederland is de situatie iets complexer. Daar zijn er vier luchtlijnen, maar op de twee luchtlijnen vanuit Zandvliet is er één PST, dus een van de dwarsregeltransformatoren. In totaal zijn er drie. Als we er een verliezen, zitten we op een capaciteit van 2 750 megawatt. Dat is het N min 1-criterium voor de Nederlandse grens.

De Franse en Nederlandse grens hebben respectievelijk dus 3 900 en 2 750 megawatt nominale fysische N min 1-capaciteit. Ik noem dat nominaal, omdat negatieve temperaturen in de winter een positieve impact kunnen hebben. Hoe kouder het is, des te beter kunnen de luchtlijnen koelen, waardoor er meer capaciteit vervoerd kan worden en dat effect kan ongeveer tot 15 % meerwaarde opleveren.

Als ik die 3 900 megawatt en 2 750 megawatt optel, kom ik opgeteld ruim boven 6 000 megawatt. Toch schuift Elia maar 3 500 megawatt interconnectiecapaciteit naar voren voor de day-aheadmarkt. Voor ons is dat niet a priori een garantie op een optimaal gebruik, maar er zijn wel situaties waarin wij kunnen aanvaarden dat dit niveau van capaciteit gegeven wordt. Laat ik dat verklaren. Die capaciteit moet op voorhand gegeven worden aan de markt, Elia moet die berekening op voorhand maken. Pas op het moment zelf, in de reële tijd, kan men weten hoeveel stroom er doorheen gaat. In bepaalde situaties is het dan mogelijk dat de stroom volledig vanuit het noorden komt, uit Nederland, of volledig vanuit het zuiden, uit Frankrijk.

Om dat te illustreren, toon ik u de volgende figuur. Op de horizontale as staat de fysische stroom van Nederland naar België in megawatt. Op de verticale as staat de fysische stroom zoals gemeten van Frankrijk naar België. De punten op de grafiek zijn alle uren waarop er elektriciteit geïmporteerd werd vanuit beide commerciële grenzen tot eind augustus 2014, dus voor de afgelopen acht maanden. De bruine schuine lijn, waarop drie punten zijn aangeduid, toont alle combinaties waarbij er in totaal 3 500 megawatt wordt ingevoerd naar België. Wanneer we in punt A zitten, dan komt die 3 500 megawatt volledig vanuit Frankrijk. Ook kunnen we in punt B zitten en dan komt die 3 500 megawatt volledig vanuit het noorden, vanuit Nederland. De twee rode lijnen op de grafiek, de ene verticaal en de andere horizontaal, vertonen de N min 1 fysische capaciteit op de twee grenzen. De verticale rode lijn staat op 2 750 megawatt voor de Nederlandse grens. Wanneer we een punt nemen voorbij die verticale lijn, dan zitten we in principe niet meer in een veilige situatie, althans als dat langdurig het geval is.

Punt B vertegenwoordigt dus een situatie die men kan bestempelen als niet-netveilig. Als men de grens van 3 500 megawatt wil behouden, moet men de capaciteit minstens terugbrengen tot punt C.

Nu komen de fysische wetten van Kirchhoff in het spel. Zelfs als men alle capaciteit zou importeren uit het noorden, bijvoorbeeld indien de energie-uitwisseling tussen Nederland en België 3 500 megawatt zou

bedragen, zou niet die hele capaciteit effectief door de interconnectie met Nederland lopen. Er zou ook een deel via Duitsland en Frankrijk, en dus via het zuiden, naar België lopen.

Het gaat hier om ongeveer 20 % of 25 %. Dat hangt af van de topologie van het net en van de plaats waar de energie effectief geproduceerd en geconsumeerd wordt. Dat is echter de vuistregel. Ik meen dat er ongeveer 21 % via Duitsland en Frankrijk loopt. Zelfs als de volledige 3 500 megawatt uit het noorden worden gehaald, dan nog loopt maar 2 700 megawatt via de noordgrens.

In de gevallen waar redelijkerwijs kan worden verwacht dat de capaciteit volledig uit het noorden komt, is 3 500 megawatt een terechte beperking die Elia oplegt aan de day-aheadmarkt. Elia moet die berekening wel dagelijks maken en kan niet zomaar 3 500 megawatt naar voren schuiven voor de volledige winter. Het kan zijn dat die beperking voor de hele winter geldt, maar dat moet dagelijks verantwoord worden door Elia. Tot zover mijn eerste punt over de day-aheadmarkt.

Laten wij nu kijken wat er gebeurt na de dagmarkt, die stopt om 12 uur de dag ervoor. Op dat moment hebben de netbeheerders in heel Europa meer informatie. Zij kennen, ten eerste, de posities die op de dagmarkt zijn ingenomen en zij weten hoeveel elke prijszone netto wil importeren of exporteren, op basis van de day-aheadenergieuitwisselingen. Dat geeft hun extra informatie over hoe de stromen verdeeld kunnen worden via de noordgrens en de zuidgrens. Ten tweede, is de realiteit dichterbij, wat betekent dat de voorspellingen van de intermitterende productie en van de verwachte vraag nauwkeuriger worden.

Kortom, na de sluiting van de dagmarkt hebben de netbeheerders meer en nauwkeuriger informatie ter beschikking, waardoor zij in principe minder veiligheidsmarges hoeven te nemen. Op basis van de nieuwe informatie moeten zij de overweging maken of zij extra capaciteit aan de intradaymarkt geven, wat kan bijdragen tot de bevoorradingszekerheid.

Een laatste punt gaat over wat er gebeurt als er effectief wordt afgeschakeld.

Hier staat schematisch en illustratief op welke manier dat kan gebeuren. Het is dus niet zo dat als een evenwichtsverantwoordelijke in onevenwicht gaat, er onmiddellijk wordt afgeschakeld, dat is helemaal niet het geval.

Eerst worden de strategische reserves geactiveerd, voor ongeveer 850 megawatt. Als die niet voldoende zijn, heeft Elia nog balancing reserves ter beschikking, in dit geval wordt er over 800 megawatt gesproken, maar dat kan variëren. En het is pas dan, als de markt reeds een onevenwicht heeft van 1 650 megawatt en als dat nog niet voldoende is en de markt nog meer in onevenwicht is, in dit voorbeeld gaat het over 2 350 megawatt, dat wordt afgeschakeld.

Maar op dat moment zit de markt reeds heel zwaar in onevenwicht en moet de markt ook reeds die prijsprikkel of dat onevenwichtstarief van 4 500 euro betalen voor heel het gedeelte van 1 650 megawatt. Als er afgeschakeld wordt, in geval van schaarste, dan is het zo dat de markt reeds echt een groot onevenwicht heeft.

01.07 Marie-Pierre Fauconnier: Je voudrais dire un mot concernant les contrats et la responsabilité. Hier, nous avons entendu de nombreuses questions sur ce sujet.

Je ne vous apprendrai rien en vous disant qu'il s'agit d'une question extrêmement complexe car elle est liée au nombre d'interlocuteurs dans la chaîne jusqu'au consommateur final ainsi qu'au fait qu'entre chacun de ces acteurs, il y a des contrats différents. Cette chaîne est extrêmement longue avec des contrats de nature différente entre les opérateurs.

En réalité, il y a deux types de contrats. Il y a d'une part les contrats dits régulés, qui font l'objet d'une approbation par la CREG. Ils sont très limités. Il y a trois types de contrats dits régulés: les contrats ARP, les contrats de raccordement et les contrats d'accès. À côté de ces contrats régulés, il y a tous les autres contrats, qu'on appellera les contrats non régulés.

Dans les deux cas, ces contrats prévoient de manière générale des clauses limitatives de responsabilité ou des clauses dites de cas de force majeure. Ce sont des clauses classiques dans les contrats, y compris dans les contrats régulés.

Les clauses de cas de force majeure sont communes dans le secteur de l'énergie et, en général, elles détaillent de manière précise les cas de force majeure qui sont admis et les conséquences qui en découlent pour le contrat. In fine, ce sont le juge ou, dans le cas d'un arbitrage, les instances arbitrales qui vont trancher la portée des clauses de cas de force majeure et ce qu'elles recouvrent, sauf s'il y a un accord entre les parties sur la base du contrat qui a été établi.

Si un fait survient, qu'il s'agisse d'une défaillance, d'un défaut d'entretien ou de prévoyance dans le cadre d'une gestion raisonnable – le concept de gestion raisonnable peut déjà faire l'objet d'une interprétation – d'un opérateur de quelque nature qu'il soit, celui-ci ne pourra pas l'invoquer pour s'exonérer de sa propre responsabilité sur la base d'une force majeure. Par contre, les autres acteurs de la chaîne, jusqu'au consommateur final, s'ils sont impactés, pourront, eux, se prévaloir de cet événement vis-à-vis de leurs cocontractants et pourront également se retourner contre l'auteur de la faute – si elle est établie – pour obtenir réparation.

Si je dois résumer la situation, celui qui a une déficience, un défaut d'entretien, ne peut pas invoquer la clause de force majeure, mais cela ne veut pas dire que tous les autres, dans la chaîne, ne peuvent pas l'utiliser.

On se rend compte que la notion de force majeure en droit de l'énergie est, dans la chaîne, quelque chose d'extrêmement relatif dépendant de où vous êtes dans la chaîne. On ne peut pas dire que le cas de force majeure s'applique à toute la chaîne de manière équivalente.

Une nouvelle autre subtilité est la clause dite de "changement de circonstances" qui pourrait également être utilisée. Ce sont des clauses qui sont généralement présentes dans les contrats d'énergie conclus à moyen et à long termes. Ce sont les clauses dites de "*hardship*". En réalité, ce sont des contrats qui sont passés à un moment donné dans ces circonstances déterminées. Si les circonstances dans lesquelles ces contrats ont été passés, ont changé, cette clause prévoit, dans ce cas-là, que le contrat n'est plus ou plutôt, je dirais que cela peut bouleverser les clauses du contrat. Si la clause est présente et évoquée, cela risque effectivement de modifier les responsabilités des contractants qui ont signé ce contrat.

Ceci, simplement pour vous dire combien c'est complexe et aussi attirer votre attention sur le fait que la CREG dispose certes d'informations sur les contrats régulés. Mais elle n'a en tout cas pas la compétence pour s'immiscer dans les autres types de contrats et certainement pas pour déterminer les responsabilités ni les mécanismes d'indemnisation, y compris dans le cadre de responsabilités extra-contractuelles.

Cela signifie-t-il que la CREG ne veut s'occuper de rien? Ce n'est pas du tout ce que je viens de dire. Elle a une partie de l'information, certainement à travers les contrats régulés dans lesquels il y a ce type de clauses. Ceci devra faire l'objet d'une analyse.

Je voulais simplement dire à MM. et Mmes les parlementaires que nous sommes tout à fait disposés à participer à un groupe de travail pour analyser ensemble, avec les acteurs de marché, les contrats qui sont conclus à travers la chaîne, puisque nous ne disposons, nous, que d'une petite partie de l'information par rapport à la chaîne complète. Voici donc la réponse à la question qui nous a été posée hier soir.

Je pense que cela doit faire l'objet d'un groupe de travail, si possible. Il est possible que l'on constate d'une manière ou d'une autre que cela doit faire l'objet d'une modification législative. Ce devrait être l'autorité publique qui prend l'initiative de ce groupe de travail et, évidemment, la CREG mettra à disposition l'information dont elle dispose par rapport aux types de contrats qu'elle approuve ainsi que son expertise générale, en ce compris juridique.

Pour conclure, la CREG jouera un rôle limité dans le cadre du plan de délestage, pour autant qu'on s'entende bien sur le plan de délestage, à savoir l'arrêté ministériel de 2005. Évitions tout problème de vocabulaire, c'est ça le plan de délestage, l'exécution c'est encore autre chose.

Deuxièmement, en ce qui concerne l'impact sur les prix, cela dépend du type de client, du type de contrat et surtout du temps que cette situation perdure. Moins longtemps cela durera, moins cela aura d'impact sur les prix.

Dernièrement, j'insiste sur le rôle crucial que doit jouer l'ensemble des acteurs du marché en matière de sécurité d'approvisionnement. Je ne pointe personne en particulier, mais plutôt tout le monde: les ARP, les

GRD, les GRT, les fournisseurs, et les consommateurs également qui peuvent être actifs en matière de sécurité d'approvisionnement. En clair, il faut que le marché fonctionne.

La **présidente**: Je remercie la CREG pour les informations fournies et les *slides* présentés.

La parole est aux députés.

01.08 Bert Wollants (N-VA): Ik wil de dame en heren van de CREG danken voor de uiteenzetting. Het was verhelderend om een inzicht te krijgen in de marktmechanismes die daarachter zitten. Die worden hier immers vaak onvoldoende belicht wanneer wij het over energiemateries hebben.

Het roept echter wel een aantal concrete vragen op.

Een eerste vraag betreft de interconnectie. Wij hebben inderdaad gehoord over de 3 500 megawatt en ook over de situaties waarin dat hoger kan zijn. Een aantal bronnen zegt dat dat eigenlijk ook structureel boven die 3 500 kan. Af en toe worden onze interconnecties een snelweg genoemd met meer pechstroken dan rijstroken. Klopt dat beeld of is het structureel aanboren van die reserve geen optie?

Een tweede punt, wij hebben gesproken over N min 1 voor Nederland-België en België-Frankrijk. Speelt daarin ook de N min 1 tussen Duitsland en Frankrijk een rol? Als wij ervan uitgaan – Elia gaat daarvan uit – dat het gros van de aanspreekbare capaciteit zich in het noorden bevindt, speelt die capaciteit tussen Duitsland en Frankrijk dan een aanzienlijke rol om langs het zuiden resterende capaciteit uit Nederland of uit het noorden van Duitsland te kunnen importeren? Het lijkt mij toch wel interessant om daarop in te gaan.

Wat de strategische reserve betreft, wij weten dat het inzetten ervan op korte termijn sowieso noodzakelijk is en dat heel wat centrales de komende jaren uit dienst worden genomen en eventueel hun productie zou worden toegevoegd aan de strategische reserve.

Kunt u ons schetsen wat het effect is op de prijzen van die strategische reserve als wij die in grotere volumes en gedurende meerdere uren aanspreken? Ik heb begrepen dat op het moment dat wij die stroom aanspreken, die op de markt wordt verhandeld aan 3 500 euro per megawattuur. Dat onevenwichtstarief is een andere zaak, maar die 3 500 euro per megawattuur zit dan wel op die prijzen.

Waar komt de opbrengst daarvan terecht? Wat is het effect daarvan op de prijzen die wij moeten verwachten en die vooral gebruikers op alle niveaus op langere termijn zullen moeten betalen?

Er is ook gesproken over het capaciteitsmechanisme *energy only* bij ons, maar tegelijkertijd zijn de Fransen en de Duitsers een systeem aan het voorbereiden op het vlak van een echt capaciteitsmechanisme, een capaciteitsmarkt. Moeten wij daar ook naartoe of zijn wij beter af met de strategische reserve, die wij dan moeten oppompen tot een zeker volume? Hoe speelt dat samen? Ik heb immers begrepen dat men in Frankrijk ook naar de capaciteit in België kijkt om deel te nemen aan de capaciteitsmarkt en dus mogelijk in ons land zal contracteren op stroom die wij zelf nodig hebben, wat tot dubbeltelling zou kunnen leiden. Wij moeten daar toch naar kijken.

Elia heeft ons een beeld kunnen schetsen van de capaciteit op lange termijn, namelijk voor de volgende twee winters. Dat lijkt ons erg beperkt. Wij weten dat men vijf tot zeven jaar moet rekenen, vooraleer een centrale draait na een investeringsbeslissing. Als wij maar twee jaar in de toekomst kunnen kijken, dan rijden wij een beetje in de mist. Hoe kijkt de CREG daarnaar? Is er nood aan verder vooruitkijken op het vlak van capaciteit? Of is een en ander haalbaar met de situatie van vandaag?

Tot slot, heb ik nog een vraag over marktkoppeling en prijzen. Zolang er geen congestie op de interconnecties is, zorgen de buitenlandse prijzen ervoor dat onze prijzen wat naar beneden of naar boven worden bijgesteld. Tegelijkertijd weten wij dat men in Duitsland vanaf 2017 voor bevoorradingszekerheidsproblemen vreest. Dat Frankrijk vanaf volgend jaar werkt met het systeem van de capaciteitsmarkt, is niet omdat het land te veel stroom zou hebben in de winter. Welke effecten moeten wij daarvan verwachten?

Wil dat zeggen dat de ontwikkeling die wij nu hebben gezien, mogelijk een trend voor de volgende jaren wordt? Of is dat minder duidelijk te zeggen?

01.09 **Benoît Friart** (MR): Madame la présidente, monsieur le président, je vais commencer par la fin de l'intervention.

Vous avez précisé le rôle de la CREG en termes d'indemnisation. C'est un sujet sur lequel mon collègue David Clarinval a souvent insisté lors des précédentes auditions. Le rôle de la CREG n'est pas de déterminer les indemnités ni les responsabilités. En revanche, nous sommes très sensibles au fait que vous soyez prêts à créer avec nous un groupe de réflexion sur cette problématique, qui va certainement surgir et intéresser beaucoup de monde.

J'avais une question concernant la réserve stratégique. Sera-t-elle suffisante, à votre sens, pour faire face à un cas de pénurie?

En ce qui concerne l'interconnectivité, êtes-vous certain que le pays soit suffisamment armé? Plus précisément, à propos du *slide* n° 25, vous semblez remettre en doute ce qu'Elia disait au sujet de l'importation venant des Pays-Bas et de la France.

J'ai également une réflexion au sujet du premier *slide*. On a vu l'évolution des cours de l'électricité. Hier, lors des auditions, on parlait d'une marge bénéficiaire de 0,5 % du chiffre d'affaires. Avec des prix aussi volatiles, j'ai du mal à comprendre comment on peut définir une quelconque marge.

En ce qui concerne la stabilité des prix, vous semblez dire qu'ils seraient plus ou moins stables avec probablement une petite augmentation l'année prochaine. Je ne partage pas votre optimisme, d'autant qu'on ne sait pas encore où en seront Doel 2, Doel 3, Tihange 3 et Doel 4 l'année prochaine.

01.10 **Leen Dierick** (CD&V): Mijnheer en mevrouw de voorzitter, ik wens de sprekers oprecht te bedanken voor hun aanwezigheid en voor hun zeer degelijke uitleg.

Geachte sprekers, ik moet toegeven dat, toen ik op de agenda zag staan dat de CREG kwam spreken over bevoorradingszekerheid, ik mij afvroeg wat de rol van de CREG is aangaande dat thema. Dat was mij niet meteen duidelijk. U hebt dat nu toegelicht en gezegd dat uw rol, uw wettelijke bevoegdheid, vrij beperkt is inzake de bevoorradingszekerheid en inzake het afschakelplan.

Het is van in 2003 geleden dat u een advies hebt gegeven over het ministerieel besluit. Uiteraard hebt u veel expertise en u kunt ook vrijwillig uw kennis ter beschikking stellen en adviezen geven. Omdat het van in 2003 geleden is, vraag ik mij af of u sindsdien vrijwillig expertise ter beschikking hebt gesteld?

In een *slide* meldt u dat u ook kunt deelnemen aan werkgroepen. Aan welke werkgroepen hebt u actief deelgenomen om de bevoorradingszekerheid in kaart te brengen en welke adviezen hebt u daarin gegeven?

U hebt geen wettelijke bevoegdheid om bijvoorbeeld een advies te geven over de cabines die afgeschakeld zullen worden. Daar is nu heel wat deining rond in sommige gemeenten en steden, bijvoorbeeld in Gent. U hebt weliswaar geen wettelijke bevoegdheid, maar kunt u daaromtrent vrijwillig advies uitbrengen of is dat totaal uitgesloten? Nu bent u daar niet bij betrokken en ik zou daarover toch graag duidelijkheid willen.

Wel hebt u een wettelijke bevoegdheid inzake de strategische reserve. Daarover heb ik een aantal vragen.

Die strategische reserve is heel belangrijk voor onze bevoorradingszekerheid op korte termijn. Die procedure is momenteel lopende. Twee centrales hebben aangekondigd dat zij zich bij die strategische reserve wensen aan te sluiten. Op 25 juli heeft de CREG van Elia een rapport ontvangen aangaande die offertes. Volgens de overgangskalender zou de CREG tegen 31 augustus een advies moeten uitbrengen dat aangeeft of de prijzen van die offertes al dan niet manifest onredelijk zijn. Dat was de vooropgestelde timing en ik had graag geweten of die timing gerespecteerd is. Hebt u al een advies uitgebracht en kunt u dat advies toelichten, of mag dat nog niet? Als het niet mag, dan zullen wij de inhoud van dat advies later wel vernemen, maar het is wel heel belangrijk om te weten of de strategische reserve op 1 november van start kan gaan en die deadline komt er toch wel vrij snel aan. Die datum is van belang om die te kunnen laten opstarten.

Ook het volgende is mij niet duidelijk aangaande die strategische reserve. Normaal gesproken wordt die voor drie jaar vastgelegd, maar in uw powerpointpresentatie zegt u dat Elia eigenlijk elk jaar opnieuw moet evalueren of er een strategische reserve moet worden aangelegd. Betekent dit dat de offertes die nu in de strategische reserve zitten, volgend jaar misschien onnodig worden bevonden en stopgezet worden, of

gelden de nu ingediende offertes sowieso voor drie jaar, waarbij volgend jaar beslist wordt om er eventueel nog aan toe te voegen? Kunnen die contracten al dan niet binnen de drie jaar opgezegd worden? Ook daarover had ik graag meer specifieke informatie.

Ik had ook een vraag over de strategische reserve. Er is maar 850 megawatt. U zegt dat een andere mogelijke piste meer vraagsturing is, wat wij trouwens al bij meerdere sprekers hebben gehoord. Wij moeten meer aandacht hebben voor meer vraagsturing. Wat is uw visie daarover? Wat is het potentieel met betrekking tot vraagsturing om onze bevoorradingszekerheid te kunnen blijven garanderen?

U hebt veel uitleg gegeven over de importcapaciteit van 3 500 megawatt. Ik begrijp dat dit puur fysiek meer kan zijn, maar men moet rekening houden met veiligheidsmarges. U hebt dat aan de hand van een grafiek proberen aan te geven. Soms kan het hoger zijn, soms kan het lager zijn. Elia moet elke dag bepalen hoe veel dat kan zijn. Het is mij niet meteen duidelijk welke factoren een rol spelen om die importcapaciteit te verhogen of te verlagen. Kunt u dat nog even verduidelijken, want dat is mij een beetje ontgaan.

01.11 Vincent Van Quickenborne (Open Vld): Mijnheer de voorzitter, ik wou ingaan op de problematiek van de vraagbeheersing.

In de mate dat men erin slaagt om bedrijven ervan te overtuigen om afschakelbaar vermogen in te lassen, kunnen wij het risico van afschakeling natuurlijk verminderen. Er is in vraagbeheersing in de strategische reserve voorzien ten bedrage van 100 megawatt. De tender die daarvoor is uitgeschreven, heeft slechts 100 megawatt vraagbeheersing opgeleverd, naast de 750 megawatt waarin door de twee gascentrales is voorzien. Dan hebben wij nog een potentieel van 400 megawatt. Er was immers geschat dat men tot 500 megawatt kon gaan.

Wat zijn de drempels om meer schakelbaar vermogen te hebben? Hoe komt het dat die tender maar 100 megawatt heeft opgeleverd op het niveau van de transmissie van de hoogspanning?

Een tweede vraag gaat over het niveau van het distributienet. Als men de tendens van de VS, waar men al veel verder staat op het vlak van vraagbeheersing, naar hier doortrekt zou er een potentieel van 500 megawatt op het niveau van het distributienet zijn. Wat is uw inschatting ter zake?

Ik heb inderdaad gehoord en gelezen dat FEBEG het gisteren had over vraagbeheersing en afschakelbaar vermogen, dat kan oplopen tot 2 000 megawatt. Dat is inderdaad fel meer dan de 100 megawatt, waarin nu voorzien wordt in het kader van de strategische reserve, deel vraagbeheersing. Ik weet dat er daarnaast 250 megawatt is bij de balancing. Alles samen maakt dat dus tot nu toe 350 megawatt. FEBEG zegt dat er veel meer mogelijk is. De vragen zijn dan ook de volgende.

Ten eerste, wat zijn de drempels om meer schakelbaar vermogen op het net te zetten?

Ten tweede, moet men op dat vlak de markt volledig laten spelen, de aggregatoren, die zelf een rol spelen, of is daar eventueel ook een rol voor de netbeheerder weggelegd? Men weet immers natuurlijk niet altijd of de markt effectief ook de zekerheid geeft of de markt voldoende capaciteit oplevert.

Geruchten in de markt vertellen mij dat de aggregatoren vandaag ongeveer 600 megawatt zouden verzameld hebben in ons land. Klopt dat cijfer of valt dat niet te bevestigen?

01.12 Karin Temmerman (sp.a): Beste sprekers, ook ik wil u bedanken voor de heel heldere uiteenzetting en uw aanwezigheid hier twee opeenvolgende dagen, aangezien u gisteren niet aan bod kon komen.

Er werden reeds heel veel vragen gesteld, ik probeer om niet in herhaling te vallen. Ik wil beginnen met hetgeen u gezegd hebt in verband met uw bevoegdheid rond het afschakelplan en alles wat daarmee te maken heeft. Uiteraard is die bevoegdheid van u daar beperkt en hebt u alleen advies gegeven. Het is conform de wetgeving, dus voor ons is het goed.

U mag mij niet kwalijk nemen dat ik nog eens terugkom op het feit dat heel veel collega's in de commissie gevraagd hebben, of bijna geëist hebben, wat nu juist de criteria zijn van het afschakelplan. Ik hoef u niet te herhalen dat er voor Gent toch wel een probleem is en dat wij nog steeds niet, na alle hoorzittingen die wij hier gehad hebben, begrijpen waarom bijvoorbeeld de haven van Gent erin zit.

Vindt u dat de wetgeving ter zake nauwkeurigere bepalingen moet bevatten of vindt u dat de tekst zo vaag kan blijven?

Een tweede zaak is de evaluatie. Moeten we dat niet regelmatig controleren en moet de CREG daar dan niet bij worden betrokken?

Een volgende vraag gaat over de interconnectie. Als ik de *slide* goed begrepen heb, zegt u dat tot midden 2012 de evolutie van de prijzen binnen die interconnectie vrij gelijklopend was. Als het niet juist is, moet u mij maar verbeteren, maar daardoor zijn de prijzen uiteengegaan. Zou het dan niet beter zijn dat men kijkt op welke manier de interconnectie kan verbeterd worden? Op die manier zouden we de schommelingen van de prijzen tussen de verschillende landen kunnen verkleinen.

Ik kijk ook uit naar de studie die u aangekondigd hebt, om de prijzevolutie in het geval van een mogelijk stroomtekort te kunnen zien.

Ik ben heel blij met uw uiteenzetting over het onevenwichtstarief. U hebt zeer juist bepaald hoe men aan die 4 500 euro komt. Die komt niet zomaar uit de lucht vallen, maar het is omdat de markt op dat moment niet werkt, dat die prijs naar voren wordt geschoven. Dat is een belangrijk detail, dat door sommige sprekers tijdens de vorige hoorzittingen totaal anders werd geïnterpreteerd en uitgelegd.

Wat de importcapaciteit betreft, is hier al gezegd dat hogere cijfers duidelijk mogelijk zijn, zeker wat de import uit Nederland betreft. Ik begrijp eerlijk gezegd de technische uitleg niet goed waarom dat niet zou kunnen.

Wat de verantwoordelijkheid betreft, is het na de vele hoorzittingen hier duidelijk dat het een juridisch kluwen zal worden tussen vele actoren onderling. U eindigde met te zeggen dat iedereen zijn verantwoordelijkheid nu moet opnemen opdat er niet hoeft te worden afgeschakeld. Ik ben het daarmee eens. Wij moeten echter ook durven te zeggen dat in het verleden niet iedereen zijn verantwoordelijkheid opgenomen heeft. Wij staan nu waar wij staan doordat een aantal zaken niet functioneert. Bepaalde producenten kunnen de contracten die zij gesloten hebben niet honoreren doordat de nucleaire capaciteit in de problemen zit.

De markt moet functioneren, maar wij stellen nu met zijn allen vast dat de markt niet functioneert. Iedereen moet inderdaad zijn verantwoordelijkheid opnemen om het probleem op te lossen, maar ik ben het er niet mee eens dat iedereen verantwoordelijk is voor het niet functioneren van de markt vandaag.

01.13 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): Je remercie les quatre intervenants pour la qualité et la précision de leur intervention. Ce n'est pas parce que nous avons encore des questions à poser que nous ne pouvons pas juger positivement leur rapport. Nos débats sont parfois très techniques, mais ô combien importants au vu de l'enjeu.

J'émettrai d'abord un constat à partir de votre *slide* n° 16: la conclusion qui peut en être tirée est claire, puisque les prix sont poussés à la hausse par la diminution des disponibilités des unités de production. Il est évident qu'est grande la responsabilité de ceux qui ne sont pas ou qui ne seront probablement pas en mesure de respecter leur engagement de mise sur le marché de ces unités. Même s'il ne s'agit pas d'une responsabilité directe et contractuelle, leur responsabilité indirecte relativement au prix est limpide.

Ensuite, j'ai essayé de retrouver sur votre site l'avis que vous avez rendu à propos de l'arrêté ministériel de 2003. Or les avis ne sont publiés qu'à partir de 2004. Pourriez-vous nous en adresser une copie, même si vous nous en avez communiqué les éléments essentiels? J'ai lu dans l'arrêté ministériel de 2005 les avis préalables, mais je n'ai pas trouvé celui de 2003.

J'aimerais vous poser une question sur votre rôle, dont vous dites qu'il est limité. Vous devez rendre un avis sur le plan de délestage – comme vous l'avez fait en 2003. L'avez-vous fait au sujet du document – relatif à la procédure interne de sauvegarde - que j'ai demandé et que vous avez demandé à Elia? Vous avez indiqué entre crochets que le plan de délestage repris dans l'arrêt ministériel se fonde sur quelques principes, mais que le vrai plan figure dans cette procédure interne dont nous ne disposons toujours pas. J'espère que nous la recevrons bientôt. Ma question est de savoir si vous avez rendu un avis. Je constate que vous dites déjà non, mais vous le direz tout à l'heure pour le rapport.

La responsabilité est la question centrale qui nous a occupés hier et derrière laquelle se pose aussi celle du

dédommagement. J'ai envie de dire – mais vous me corrigerez si je me trompe – que, contrairement à l'impression qui pouvait se dégager, puisque chacun se renvoyait le *zwarte piet*, toute responsabilité s'évanouissant dans la stratosphère, vous nous dites que le problème est complexe, mais que ce n'est pas pour autant qu'on ne peut pas désigner de responsable.

Il faudra travailler *in concreto* en fonction des différents contrats. Mais le message d'aujourd'hui est plus rassurant de ce point de vue-là que celui que nous avons entendu hier. Il s'agissait d'autres acteurs, forcément, on essayait de nous dire que c'est une responsabilité qui est tellement diffuse qu'on ne pourra jamais voir les éléments clairs de responsabilité.

Je dois vous avouer que je n'ai pas tout compris. J'aimerais recevoir un document écrit reprenant le cadre juridique que vous avez esquissé, dans lequel les responsabilités peuvent déjà être analysées. Ce n'est pas évident de suivre votre raisonnement oralement au sujet du cadre des responsabilités. J'ai pris des notes au vol et j'aurai bien entendu le compte rendu. J'en profite pour remercier les services qui nous font suivre chaque jour le compte rendu. J'aimerais vous demander de mettre par écrit votre raisonnement juridique en la matière, avec les limites actuelles.

J'ai apprécié votre appel à la création d'un groupe de travail. Je crois qu'il faut le relayer auprès de la secrétaire d'État. Il est fondamental que tous puissent être autour de la même table pour analyser les mêmes données, quitte à ne pas être d'accord après les avoir analysées. Avez-vous déjà été associés d'une quelconque manière à des réunions pour l'envisager? Nous avons reçu hier de la part des intervenants une sorte d'appel du pied pour organiser quelque chose, comme si rien n'était fait à ce sujet.

J'en viens à une question au sujet de la réelle capacité d'importation. Vous avez tout à fait raison de préciser qu'il s'agit bien d'une capacité d'importation – de 3500 MW — et pas d'une garantie. Néanmoins, dans l'évaluation chiffrée que vous nous délivrez de cette capacité, il y a un questionnement fort, pour ne pas dire autre chose, sur le chiffre donné par Elia, soit 3500 MW. C'est fondamental. C'est évidemment sur cette base-là que des mesures de type délestage pourraient devoir être prises. Autant dire qu'il faut être certain qu'il n'y a rien de caché dans un calcul un peu complexe, qu'on pourrait mettre au jour grâce à votre aide.

Pour préparer cette commission, je me suis replongé dans les derniers éléments sur le site de la CREG, à savoir l'avis que vous avez rendu le 22 mai 2014 sur la proposition la plus récente d'Elia en la matière. Dites-moi si je me trompe, mais vous avez estimé que la proposition d'Elia n'était pas conforme au cadre légal. Ce n'est quand même pas un fait anodin, surtout quand on se souvient des rétroactes. Déjà en 2010, la CREG avait remis un avis en ce sens, qu'Elia avait critiqué en justice. La cour d'appel avait alors rejeté chacun des éléments mis en exergue par Elia. Depuis 2010, cette discussion est pendante. Elia a remis une nouvelle proposition et vous avez dit, le 22 mai, que ce n'était toujours pas conforme au cadre légal. L'acuité de l'actualité énergétique fait que cela revient clairement à la une et je voudrais que nous puissions aller plus loin que le simple fait de constater cette divergence. Je voudrais essayer d'envisager avec vous une manière de s'en sortir.

Dans votre avis, vous avez donné un an à Elia pour se corriger et remettre un plan. Mais vu la situation dans laquelle nous sommes, n'y a-t-il pas besoin de demander à Elia d'accélérer les choses? J'aurais pu l'évoquer avec eux mais j'ai travaillé cette question après. Vous aviez soulevé le problème au mois de mai et nous sommes bientôt en octobre. Il y a peut-être moyen de voir avec eux une accélération du processus, d'autant plus que vous aviez fixé des conditions dans votre avis du mois de mai. Vous aviez fixé huit conditions pour pouvoir dire ok temporairement. Ces huit conditions devaient être remplies pour le 15 août. Nous sommes au mois de septembre et ma question, au-delà du raisonnement que j'ai développé ici, est de savoir si, oui ou non, Elia a rempli ces huit conditions pour le 15 août et s'il y a moyen d'avoir les éléments en lien avec cela.

Quand on reprend des extraits de votre avis du mois de mai, ce n'est pas triste. "La méthode de calcul de la capacité proposée aux frontières belges privilégie les échanges compris dans le scénario de base, à savoir les échanges internes, qui sont de facto acceptés, contrairement aux échanges transfrontaliers qui sont limités *ex ante* aux frontières".

Par conséquent, la CREG estime que la méthode proposée discrimine les échanges transfrontaliers au sein de la région. En privilégiant les échanges internes, on n'a pas optimisé la capacité d'importation. Cette conséquence est quand même grave. Elle a en effet amené à ce qu'on décide d'un délestage alors qu'il aurait peut-être été inutile si on avait optimisé l'interne avec l'externe.

Il y a des mots qui sont encore plus durs. La CREG ne comprend pas une limitation à 3 000 MWh de la capacité d'importation de la Belgique pour des raisons liées à la dynamique de la stabilité du système. Elle ne se justifie pas.

J'aimerais aussi voir avec vous quelle est l'estimation qui, selon vous, peut être prise en considération. Au point 86 de votre avis, je lis que la CREG rappelle que "conformément aux plans de développement du réseau belge 2003-2010 et 2005-2012 et aux investissements qui ont été réalisés en conséquence, la Belgique devrait être capable d'importer 3 700 MWh en conditions normales dès 2008". Cela date! Des études ont également été entreprises par Elia en vue de porter cette capacité d'importation à 4 700 MWh. Est-ce ce chiffre que nous pourrions déjà utiliser ou est-ce trop tôt? Quel chiffre pouvons-nous utiliser selon votre méthodologie? Votre réponse pourrait nous aider à gérer au mieux la capacité d'importation, même si, je le répète, cela reste une capacité. Nous n'avons pas de garantie en la matière. Toutefois entre 3 500 et 4 700, il y a une marge qui pourrait être bien utile.

À cet égard, je reviens sur votre transparent 23. Je ne vois pas comment vous passez du total au total théorique n-1. Ce calcul vous est-il propre ou est-ce un calcul d'Elia? Je voudrais que vous puissiez me réexpliquer votre méthodologie de calcul et les 4 700 MWh dont je parlais.

Vous avez aussi plaidé pour qu'Elia vous remette une nouvelle proposition le 15 août pour l'intra day. Où cela en est-il? De même, je voudrais savoir où en est le plan de renforcement des capacités que vous évoquiez au point 7 de la page 36 de votre avis. Il s'agissait d'une des conditions pour pouvoir avancer. Si le plan d'investissement a bien été déposé le 15 août, peut-on en recevoir une copie?

Voici pour le volet 3 500 MW.

Je souhaiterais également savoir si la CREG devrait remettre un avis sur l'estimation probabiliste. On n'est plus dans la capacité, à savoir les 3 500 MW. On est dans le calcul qui mène à un risque de 20 jours de délestage pendant 2 ou 3 heures ou de 30 à 40 jours de maximum 4 heures dans les pires situations. Quelle est votre propre estimation à ce sujet? Si vous n'avez pas eu à l'estimer, il est évidemment un peu délicat de le faire en séance. La CREG n'a-t-elle pas là un rôle à jouer à l'avenir car ces chiffres sont utilisés pour réguler l'organisation du délestage et éviter le *black-out*.

J'en viens à un dernier élément en lien avec votre mémorandum, par ailleurs très intéressant et qui évoque également toute une série d'autres sujets sur lesquels je ne reviens pas. Nous aurons l'occasion de le faire sous le prochain gouvernement. Pour ce qui est du point lié à l'encadrement renforcé lorsqu'il y a annonce de fermeture temporaire ou définitive, pourriez-vous préciser où en sont vos travaux? Avez-vous déjà des propositions concrètes à formuler pour ne pas se retrouver face à des opérateurs – je n'en citerai aucun – qui seraient tentés de dire "je ferme des centrales parce que le cadre juridique que la CREG appelle de ses vœux, et je la rejoins entièrement sur ce point, n'est pas encore mis en place"? Vu l'actualité, on est un peu rattrapé par le court terme et par l'urgence. Eu égard à la situation de pénurie dans laquelle on est, on voit bien que cela fait monter les prix, ce qui peut intéresser certains. Il n'y a peut-être pas de mauvaises intentions. Néanmoins, a-t-on pu avancer sur ce point?

01.14 Vanessa Matz (cdH): Monsieur le président, madame la présidente, je remercie les représentants de la CREG d'avoir été aussi clairs. Leurs exposés ont en tout cas le mérite de ne pas avoir la langue de bois, comme ce fut souvent notre impression lors des auditions d'hier.

Je rebondis un peu sur ce que l'intervenant précédent vient de mentionner. Par rapport aux 3 500 MW, vous mentionnez clairement sur votre *slide* n° 22 que le gestionnaire de réseau doit proposer le plus de capacité d'interconnexions possibles au marché. Vous dites que 3 500 MW, ce n'est pas suffisant et que cela pourrait être plus. Selon vous, pour quelles raisons, au-delà de problèmes techniques invoqués dans leur document que je viens de vérifier, Elia n'a pas la capacité de proposer plus? Je suis d'accord que, dans l'immédiat, il y a des raisons techniques mais, déjà en 2012, des sonnettes d'alarme sont tirées à la suite d'un risque de pénurie. Pourquoi n'y a-t-il pas, de la part d'Elia, une plus grande sensibilisation à des investissements éventuels? Selon vous, quelles raisons poussent-elles Elia à ne pas proposer quelque chose au-delà de 3 500 MW?

D'autre part, vous avez mentionné des chiffres. Hier, je n'ai pas obtenu de réponse à mes questions d'ordre quantitatif relatives à l'importation et à la réserve stratégique – et ce, à court, moyen et long termes. J'ai

l'impression qu'on nous communique sans cesse des chiffres différents. Ainsi, un représentant de la FEBEG nous a dit qu'il n'y avait pas de problème d'équilibre. De même, les informations varient constamment au sujet des capacités pour cet hiver. C'est ce que j'appelle le court terme.

Le moyen terme, ce sont les deux hivers suivants. Il faudra tenir compte des marchés publics qui sont lancés en vue de construire de nouvelles centrales.

Enfin, il y a le long terme.

Je sais que c'est très compliqué. C'est une question que j'ai posée hier et à laquelle personne n'a pu encore apporter de réponse. Je ne suis pas fixée sur la variation en termes de mégawatts. Reste que j'ai l'impression que les chiffres changent en fonction de nos interlocuteurs.

Quant à la responsabilité, je vous remercie d'avoir franchi un pas supplémentaire – bien que vous indiquiez la complexité juridique de ce problème et la nécessité de l'analyser collectivement. En tout cas, nous avons déjà un petit faisceau de clarté à cet égard, qui nous change des déclarations selon lesquelles le droit commun s'applique et qui rejettent toute responsabilité. Vous semblez être d'accord pour participer à un groupe de travail qui rassemblerait tous les intervenants. C'est une démarche intéressante.

Les entreprises et la population émettent des craintes à l'encontre d'un éventuel plan de délestage. S'il est mis en œuvre, des dégâts seront causés et entraîneront des dédommagements.

Je vous remercie.

01.15 Aldo Carcaci (PP): Je voudrais qu'on aille au-delà de la question des capacités et savoir si on a des certitudes quant à cette importation depuis la France, les Pays-Bas et l'Allemagne. Avons-nous des contrats signés? Quelle garantie avons-nous d'être vraiment fournis?

J'ai déjà eu l'occasion de poser cette question à Elia lors de leur premier passage devant cette commission et je n'ai pas reçu de réponse. Ce qui m'inquiète, c'est que, il y a deux réunions d'ici, quelqu'un nous a dit que nous n'avions aucune garantie quant à la France. Si on n'a pas de garantie écrite et signée et qu'on nous parle en termes de capacités, il y a de quoi s'inquiéter. Que va-t-il se passer?

De plus, en cas d'hiver rigoureux, ces pays-là auront également plus besoin de capacités pour leur consommation propre. Qu'en sera-t-il pour nous?

01.16 Karine Lalieux (PS): Beaucoup de choses ont été dites, avec un focus sur les interconnexions et la capacité d'importation par rapport aux pays frontaliers. Il faut bien entendu augmenter la capacité d'interconnexion. Le plus facile, si j'ai bien compris ce qu'a dit le représentant d'Elia, c'était avec les Pays-Bas. Ce sera plus facile à réaliser si Doel 1 et Doel 2 ferment, toujours selon Elia. Pourriez-vous me donner votre avis à ce sujet?

Comme on vient de le dire, il ne faut pas seulement avoir les tuyaux, les fils. Il faut aussi avoir la capacité d'acheter. La responsabilité d'Elia est de garantir ces 3 500 MW. Cette capacité d'acheter sera-t-elle bien réelle, selon votre analyse du marché? Pourra-t-elle être augmentée, le cas échéant?

En ce qui concerne les interconnexions, on a bien compris que ce serait nécessaire pour notre pays dans les années à venir. C'est une manière de répondre au manque de production propre. Ces investissements peuvent-ils se faire de manière assez rapide? Je sais que cela concerne aussi Elia mais vous avez une certaine capacité à répondre.

Il y a eu des questions sur le modèle prôné. Si j'ai bien compris, le modèle prôné consiste en une réserve stratégique avec la situation actuelle. Les pays environnants mettent-ils ce modèle mixte en évidence ou préfèrent-ils toujours avoir une capacité de production supérieure pour ne pas devoir faire de réserve stratégique?

Si j'ai bien compris le *slide* sur les interconnexions, vous dites que le prix a augmenté à partir de mi-2012 parce qu'il y avait une diminution de capacité au niveau de l'interconnexion. Cela veut-il dire que le marché ne pouvait plus répondre à ces interconnexions? Si le prix a augmenté mi-2012, alors qu'on n'était pas dans une situation aussi tendue que maintenant, qu'en est-il pour cet hiver?

En ce qui concerne le groupe de travail, nous sommes preneurs. Je rappelle que la CREG et son budget dépendent du parlement et non plus du ministre, puisque le régulateur doit être totalement indépendant du pouvoir exécutif. Nous verrons comment la CREG pourra analyser l'ensemble de ces contrats pour voir comment on peut avancer sur ces questions, notamment celle de la responsabilité. Le cas échéant, il faudra adopter un autre cadre légal par rapport à ces responsabilités.

Nous allons aussi nous saisir de cela en tant que parlementaires.

01.17 Marie-Pierre Fauconnier: Monsieur le président, je vous remercie pour ces questions. Nous allons essayer de les regrouper par thème. Si nous ne répondons pas à l'une de vos questions, je vous en prie, n'hésitez pas à la reposer. Nous nous en excusons d'ores et déjà.

01.18 Andreas Tirez: Ik begin met de interconnectiecapaciteit. Er werd daarover een aantal vragen gesteld. Kan de 3.500 megawatt niet structureel hoger? Is dat voldoende? Waarom kan Elia dat niet verhogen? Welke methodes worden toegepast? Waarom werden die nog niet goedgekeurd?

Ik zal dat proberen de vragen samen te nemen en als ik bepaalde vragen niet heb beantwoord, mag u ze zeker opnieuw stellen.

De CREG zegt zelf niet hoeveel capaciteit er aan de markt moet worden gegeven. Dat blijft een verantwoordelijkheid van de netbeheerder. De CREG zal dus nooit zeggen of het meer of minder moet zijn. Wij zullen altijd nagaan of de bestaande methodes goed zijn. Elia moet een voorstel doen aan de CREG, die dat voorstel dan al of niet goedkeurt en nagaat of de methodes goed zijn toegepast.

Tot nu toe heeft de CREG inderdaad nog geen enkele methode goedgekeurd. Wij hebben wel de methodes die werden voorgesteld toegestaan. De reden daarvoor is dat de methode die door Elia wordt gebruikt ook moet worden gebruikt in de landen waarmee wij interconnectie hebben, met name Nederland en Frankrijk. De CREG heeft er natuurlijk geen bevoegdheid over om die methodes al dan niet goed te keuren.

De laatste keer in mei hebben wij een ontwerpbeslissing goedgekeurd voor een duur van 12 maanden, mits een achttal voorwaarden die tot op heden niet zijn vervuld. Die methode is nu dus nog altijd niet goedgekeurd. Waarom voor 12 maanden? Omdat er normaal gezien werd verwacht, en wij zullen zien of dat het geval is, dat er bij de nieuwe berekeningsmethode in de centraal West-Europese regio – Duitsland, Frankrijk, Nederland en België – normaal gezien een flow-basedmarktkoppeling zou worden ingevoerd.

Die regeling moest eigenlijk al in 2009 ingevoerd zijn, maar er zijn heel wat technische problemen geweest, dus werd dat steeds maar uitgesteld. Wij hebben gezegd dat wij de huidige manier van berekenen, de ATC-methode, willen goedkeuren als die acht voorwaarden vervuld zijn, en maar voor 12 maanden. Mocht die flow-basedmarktkoppeling er niet komen, kunnen wij opnieuw spreken over een grondige evaluatie van die ATC-methode.

Een van de voorwaarden gaat over *intra day*. De CREG vraagt dat Elia met een voorstel komt, niet alleen over de day-aheadcapaciteit, maar ook over de intra-daycapaciteit. De reden daarvoor heb ik aangehaald: omdat er meer informatie ter beschikking is van de netbeheerders om al dan niet meer capaciteit te geven.

Nogmaals, wij gaan niet zeggen hoe veel meer ze moeten geven. Wij gaan wel zeggen dat Elia, en de andere netbeheerders maar daarover hebben wij natuurlijk geen bevoegdheid, dagelijks de afweging moet maken of ze al dan niet de extra capaciteit aan de markt geeft. Als ze dat niet of wel doet, moet ze dat ook verantwoorden en ook waarom dat zo veel of zo weinig is. Wij zeggen dus niet: meer of minder. Het gaat over methodes.

Een andere voorwaarde, naast de transparantie, gaat over de zogenaamde *loop flows*, de stromen die worden gegenereerd door energie-uitwisseling. Men heeft er verschillende: *transit flows*, *loop flows*. Het is niet zo dat elke fysieke stroom met het commerciële pad samenvalt.

Als België 3 500 megawatt koopt in Nederland, gaat slechts een deel via het commerciële pad, van Nederland naar België, en gaat een ander deel via Duitsland naar Frankrijk en zo naar België. Dat is inherent aan energie-uitwisseling. Op zich hebben wij daarmee geen problemen. Wij hebben dat in de studie ook meer uitgebreid uitgelegd.

Er is wel een verschil tussen welke stromen toegang krijgen tot het netwerk. Daarin zit volgens ons een discriminatie, met name dat grote prijszones een voordeel hebben. België en Nederland behoren daar niet toe. Dat zijn zaken die wij ook al in het verleden hebben gezegd. Dat is een van de redenen waarom wij die methodes tot nu toe nog altijd niet hebben goedgekeurd.

Hoe veel extra capaciteit geeft dat? Dat is moeilijk te zeggen. Dat zijn zaken die dag per dag moeten worden bekeken, afhankelijk van de situatie en de voorspellingen die worden gemaakt. De intermitterende productie kan een grote impact hebben. De plaats van de consumptie kan een grote impact hebben. Wie wat uitwisselt kan een grote impact hebben. Dat is dus een complexe aangelegenheid.

Het is ook zo dat België, als wij energie in het buitenland aankopen, bepaalde stromen genereert die niet altijd gemakkelijk te voorspellen zijn. Het is ook omgekeerd zo dat als er bijvoorbeeld energie tussen Duitsland en Frankrijk wordt uitgewisseld er ook bepaalde stromen worden gegenereerd die door ons net gaan en die wij ook moeten toelaten en waarvoor ook marges moeten worden genomen.

Hoe groot die marges moeten zijn, zijn vrij technische aspecten. Wij gaan niet bepalen hoe groot die marges moeten zijn, maar de methodes om die marges te bepalen zijn belangrijk. Dat is de bevoegdheid van de CREG.

Dan heb ik nog een puntje over die spanningsstabiliteit. Nu is er 3 000 megawatt aan nucleaire capaciteit onbeschikbaar, in de winter 2012-2013 was het 2 000 megawatt. Dus toen hadden wij ook reeds een aantal bezorgdheden, ook naar de invoercapaciteit. Toen is het argument van de spanningsstabiliteit aan bod gekomen, dus als een land, een prijszone heel veel elektrische energie invoert, kan dat problemen geven voor de spanningsstabiliteit, dus dat de spanning te zeer daalt omdat er te veel energie over grote afstanden wordt vervoerd.

Wij hebben dat argument van Elia toen laten onderzoeken, dat is vrij technisch. Uit de analyse die wij lieten uitvoeren, bleek dat het argument van de spanningsstabiliteit nog niet speelt bij 3 500 megawatt, dat zou pas bij hogere importniveaus spelen. Dat is ook nu niet meer het argument dat Elia geeft, nu gaat het effectief over de capaciteit van de luchtlijnen in N min 1 die kunnen belast worden. Dat argument is dus effectief ontkracht tot voor het niveau van 3 500 megawatt.

In verband met de ontwikkelingsplannen, waar een capaciteit van 4 700 megawatt werd vooropgesteld, de CREG heeft dat opgemerkt in de ontwerpbeslissing. Wij moeten wel rekening houden met een veranderde context. Er is veel meer intermitterende productie bijgekomen, in België, in Duitsland en ook in Nederland komt dat eraan. Die intermitterende productie geeft natuurlijk veel meer onzekerheid over wanneer wat geproduceerd wordt en waar. Dat betekent dat zou kunnen verantwoord worden dat er meer marges genomen worden. Dat is misschien een voorzichtig antwoord, maar het is zo dat hoe onvoorspelbaarder de zaken zijn, hoe meer marges nodig zijn.

Dan kom ik aan die tabel hier. Het gaat over de Nederlandse interconnectiecapaciteit, want voor de Franse is het vrij eenvoudig, men telt daarvoor namelijk alles op en neemt de grootste eruit. Voor de Nederlandse interconnectiecapaciteit is het effectief iets moeilijker, daar moet men niet kijken naar de luchtlijnen, maar wel naar het aantal PST, het aantal dwarsregeltransformatoren waar die stroom door moet en die een bepaald vermogen hebben. Wij hebben er zo drie en die hebben een vermogen van ongeveer 1 350 megawatt. Als men dat maal twee doet, zit men aan 2 700. Dat zijn schattingen, want bij lagere temperaturen ligt de capaciteit een beetje hoger en bij hogere temperaturen ligt de capaciteit een beetje lager.

Voor de theoretische importcapaciteit N min 1 via de Nederlandse grens is dat dus berekend op het wegvallen van één PST. Hoeveel kan er in dat geval via de noordgrens toch nog naar België of naar Nederland stromen?

01.19 **Jean-Marc Nollet** (Ecolo-Groen): C'est donc un exercice théorique, si je comprends bien, qui est réalisé au cas où un PST saute.

01.20 **Andreas Tirez**: Oui.

01.21 **Jean-Marc Nollet** (Ecolo-Groen): Pour la France d'une part et les Pays-Bas d'autre part.

01.22 Andreas Tirez: Nee, de N min 1 wordt op beide grenzen toegepast.

Welke zijn daartoe de redenen? U zou kunnen stellen dat wij misschien maar op één grens een N min 1 nodig hebben. Laten wij als voorbeeld aannemen dat alle stroom uit het noorden komt, waarbij de noordgrens verzadigd is. Wij zouden dan kunnen beslissen om de N min 1 niet op de noordgrens, maar wel op de zuidgrens toe te passen en dan maakt het niet uit als er op de zuidgrens effectief iets uitvalt. Echter, wanneer er zich dan een incident of uitval voordoet bij een PST op de noordgrens, hebben wij wel een probleem, want niet alle stroom zal via het zuiden kunnen komen, slechts een deel zal via het zuiden kunnen komen.

Elia past dus op elke grens het N min 1-criterium toe en mij lijkt dat wel een goede praktijk. Misschien kan het zijn dat wij enigszins de capaciteit overschrijden. Als er één element uitvalt, verandert immers ook de topologie van het net, waardoor er effectief een andere verdeling van de stromen komt. Dergelijke analyses komen Elia toe. Daarvoor is er bijvoorbeeld ook informatie nodig over het Europees netwerk en de CREG heeft die zaken niet tot haar beschikking.

Een schaarste of een tekort dat controleerbaar is, waarbij het afschakelplan wordt uitgevoerd, willen wij natuurlijk absoluut vermijden. Wat wij zeker niet willen, is een totale black-out. Alle zaken die met het net te maken hebben, gaan snel, zijn soms onvoorzien en kunnen een cascade aan afschakelingen veroorzaken. Als het over het net gaat, zouden wij dus ook wel enige voorzichtigheid aanbevelen aan de netbeheerder. Het is de rol van de netbeheerder om daarover te waken.

01.23 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): Néanmoins, si on applique en théorie N-1, on est supérieur à 3500. mais peut-être ne peut-on effectuer un calcul aussi simpliste que celui-là!

01.24 Andreas Tirez: Dat heb ik niet begrepen.

01.25 Karin Temmerman (sp.a): De heer Nollet zegt dat die N min 1 toch hoog is in verhouding tot de 3 500 megawatt die Elia nu vooropstelt, bij de optelling.

01.26 Andreas Tirez: Om dat uit te leggen, kunnen we misschien tot de volgende figuur overgaan.

Als men 3 900 en 2 750 optelt, komt men inderdaad aan meer dan 6 500. Mochten de stromen mooi verdeeld zijn over beide grenzen, zou men effectief 6 500 megawatt kunnen invoeren, maar dan volgen er spanningproblemen. Het gaat enkel om de capaciteit van de luchtlijnen.

Elia moet de terbeschikkingstelling aan de markt dan bovendien uitvoeren voor het kan weten hoe de uitwisselingen van energie gebeurd zijn op de dagmarkt. Het moet dus voor het sluiten van de dagmarkt weten hoeveel capaciteit er ter beschikking is. Dat is een beetje een kip-en-eiverhaal. Hoe meer capaciteit men ter beschikking stelt, hoe meer uitwisseling er mogelijk is. Als Elia, zeg maar, 4 000 megawatt ter beschikking stelt aan de markt, kan het zijn dat al die energie gecontracteerd wordt in Nederland en dat er fysiek gezien meer dan 2 750 megawatt vanuit Nederland komt, terwijl commercieel ook een deel via de grens met Frankrijk gebeurt. Fysiek is meer dan 2 750 megawatt echter meer dan de netveiligheid toelaat.

Ik zal het nog eens proberen uitleggen. Misschien was mijn uitleg niet zo duidelijk.

Voor punt C kan men zeggen: er wordt 3 500 megawatt geïmporteerd, waarvan commercieel alles uit Nederland komt, maar waarvan fysiek maar ongeveer 2 750 megawatt via de noordgrens binnenkomt, en waarvan het andere deel via Duitsland, Frankrijk en de zuidgrens België binnenkomt. Dan is er geen probleem. Stel echter dat Elia meer capaciteit aan de markt geeft dan 3 500 megawatt, dan ligt punt C schuin rechts meer naar boven. Ik zal het even aanduiden. Dan komt men bijvoorbeeld hier terecht, voorbij deze verticale lijn, en zit men niet meer in een netveilige positie. Dat is wat wij absoluut moeten vermijden.

Elia heeft ook andere elementen ter beschikking, bijvoorbeeld de PST's, om de stromen te sturen, maar daar gaat het ten eerste maar om een beperkte capaciteit en ten tweede moet men er rekening mee houden dat ook de andere uitwisselingen, bijvoorbeeld binnen Duitsland of tussen Duitsland en Frankrijk, stromen genereren die via de noordgrens kunnen lopen. Wij moeten vermijden dat de netveilige limiet van 2 750 megawatt wordt overschreden.

In de studie wordt dat 20 pagina's lang uitgelegd.

La **présidente**: Merci d'essayer d'expliquer cette situation très technique. La conclusion est que nous devons renforcer les interconnexions, faire des investissements à nos frontières et qu'Elia doit se bouger sur cette question. C'est un point crucial.

C'est technique mais c'est très intéressant pour les parlementaires, pour comprendre comment tout cela se gère. Je propose que nous n'allions pas plus loin dans la technicité aujourd'hui sur les dangers de déséquilibre du système. Je propose aussi que nous puissions organiser, avec la CREG et d'autres experts, des sessions globales d'information. Nous sommes ici dans l'urgence et pour que tout le monde soit à niveau dans cette matière très technique, je propose que nous organisions des missions d'information avec la CREG, Elia ou d'autres pour que nous puissions prendre le temps de comprendre techniquement comment tout cela se passe.

Mis à part cela, il y avait les possibilités techniques d'importation et il y avait la capacité d'acheter.

01.27 Marie-Pierre Fauconnier: Madame la présidente, permettez-moi d'intervenir par rapport à cette question.

C'est le marché qui doit opérer ces achats. J'utilise toujours la même expression: pour danser un tango, il faut être deux! Quand bien même la Belgique pourrait plaider pour acheter la surcapacité qui existe, par exemple, aux Pays-Bas, à ma connaissance, la Belgique n'a pas signé de traités bilatéraux avec les Pays-Bas s'assurant de la disponibilité de l'énergie de l'autre côté de la frontière. Encore une fois, c'est une question de sécurité d'approvisionnement et je vous invite dès lors à poser la question à la ministre responsable de la sécurité de l'approvisionnement.

Si je prends le cas des Pays-Bas, je vous dirai, pour ma part, qu'il est vrai qu'il y a une surcapacité de l'autre côté de la frontière mais je vous dirai également que nos amis hollandais sont tout sauf distraits en matière d'énergie. Pour vous donner un exemple, il faut savoir que le gestionnaire de réseau de transport hollandais a une participation dans un réseau en courant continu vers un autre pays voisin qui n'est pas la Belgique. Un arbitrage va donc être fait en ce qui concerne cette surcapacité qui existe aux Pays-Bas pour décider où cette capacité va aller. Je ne suis pas certaine que cette surcapacité viendra en Belgique. Je ne peux rien vous garantir et je pense que la ministre ne vous dira pas autre chose. Elle ne pourra pas non plus le garantir, d'autant qu'il y a des intérêts commerciaux dans la mesure où le gestionnaire de réseau de transport a une participation dans un autre réseau de transport. Un arbitrage commercial devra dès lors se faire.

Par rapport à la France puisqu'on en parle effectivement, je pense que la situation française est complexe. Vous savez qu'elle a mis en place un marché de capacité pour répondre à des points particuliers. Il faut savoir que la Bretagne et ce qu'on appelle la région PACA (Provence-Alpes-Côte d'Azur) rencontrent un problème car elles n'ont pas développé des productions propres pour ces deux "îles". Ce n'est pas la Corse! Je parle ici "d'îles énergétiques". Ils ont donc dû développer des mécanismes de capacité pour permettre à ces régions ainsi qu'au reste de la France d'être approvisionnés. La France n'est plus en surcapacité, comme elle a pu l'être par le passé.

Pourquoi parler de la France? Je parle de la France spécifiquement pour l'hiver. On vous aura probablement expliqué qu'il y a en France une véritable corrélation positive entre la consommation et la température. Pourquoi? Parce que les Français disposent d'énormément de chauffages électriques. Est-ce bien ou mal? Je n'ai pas de jugement de valeur par rapport à cela. C'est un fait! Par conséquent, s'il fait froid dans le nord de la France, les capacités éventuelles disponibles du nord de la France vont être utilisées par la France et ne seront pas disponibles pour la Belgique. Je dis ceci en complément de ce qu'a dit Andreas. Il y a, d'une part, l'infrastructure. C'est une chose! Et il y a, d'autre part, le marché qui doit jouer sur l'acquisition d'électrons disponibles ou non, ce qui va faire monter les prix tellement fort que le jeu du marché de l'offre et de la demande va intervenir.

Mais, à ce jour, je ne connais pas de traités bilatéraux permettant à la Belgique d'assurer que ces interconnexions seront complètement utilisées ou que les électrons seront totalement disponibles au moment où nous en aurons besoin, c'est-à-dire principalement en hiver. Au demeurant, s'il fait froid en Belgique, les probabilités sont grandes qu'il fasse également froid dans le nord de la France.

Je redonne la parole à Andreas pour qu'il vous réponde au sujet des réserves stratégiques.

01.28 Andreas Tirez: De strategische reserve is een mechanisme van capaciteitsvergoeding. Zoals eerder uitgelegd, hebben wij in België gekozen voor een gemengd model, waar we de energie-onlymarkt volledig laten spelen en pas wanneer die niet voldoet, de strategische reserve gebruiken.

De CREG heeft in 2011 een studie gemaakt over dat capaciteitsmechanisme, waarin wij nogal kritisch zijn over allerhande capaciteitsmechanismes, maar het minst kritisch over de strategische reserves. Dat dat nu gekozen is, vinden wij dan ook de beste oplossing van wat er ter beschikking stond.

Het systeem wordt dit jaar ingevoerd. De context is duidelijk verschillend. Er is een uitval tot 3 000 megawatt nucleaire capaciteit. Ik denk niet dat het goed is om het systeem nu opnieuw te veranderen. Laten we zien wat de markt nu zal doen. Wij weten het niet. Het is heel moeilijk om te weten of de prijsprikkel van 4 500 euro voldoende is of of er nog bijkomende maatregelen moeten worden genomen om de markt te verbeteren. Wij menen van wel. Wij moeten dat onderzoeken, ook in overleg met de marktpartijen.

Over de strategische reserve, is die capaciteit voldoende? Dat is een analyse die Elia maakt. De administratie geeft daarover een advies en uiteindelijk is het de minister die dat bepaalt. De CREG heeft ter zake geen bevoegdheid en zal zich daarover dus ook niet uitspreken. Wij weten gewoon wat Elia heeft gepubliceerd en dat is precies hetzelfde als wat u weet. Voor het overige weten wij daarover ook niet meer. Wij kennen die methodes niet. Wij weten dat het een probabilistische methode is. Wij geven daarover dus ook geen advies. Wij zullen misschien wel zeggen dat als de markt daar sterk op reageert, als er effectief veel meer vraagsturing is, dat misschien kan worden opgenomen in die methodes. Wij hebben echter geen bevoegdheid om die methodes of het resultaat ervan te evalueren en wij doen dat dus ook niet.

01.29 Laurent Jacquet: Pour parler de la réserve stratégique en matière de tarifs et de coûts, la loi prévoit que la réserve stratégique est une obligation de service public. Autrement dit, c'est Elia qui doit en déterminer le coût et qui doit soumettre à la CREG une proposition tarifaire. Une fois que cette proposition tarifaire est approuvée, le coût est répercuté aux consommateurs.

La CREG connaît les coûts de la réserve stratégique, puisqu'on a dû remettre un avis sur ces coûts à la secrétaire d'État. J'y reviendrai. Jusqu'à ce jour, on n'a pas encore reçu de proposition d'Elia en matière de surcharge tarifaire pour la réserve stratégique.

Pour donner un ordre de grandeur, la réserve stratégique va dépendre de deux éléments: le coût de réservation et le coût d'activation. Pour la réservation, on a une bonne indication. Pour l'activation, cela dépendra du nombre de fois que la réserve sera activée pendant l'hiver. Si on met tout ensemble, on arrive à un coût de l'ordre de 1 euro par MWh, ce qui représente pour un ménage, sur un an, environ de 2 à 4 euros maximum, avec un cas d'activation particulièrement élevé. Tout cela est à mettre en rapport avec une facture électrique d'un ménage moyen de l'ordre de 750 à 800 euros par an.

Au niveau de la réserve stratégique, pour le futur on ne sait pas encore dire à ce stade comment cela va évoluer. Cela dépendra du besoin en réserve stratégique dans le futur, mais aussi des offres qui seront remises d'une part par les centrales de production et d'autre part par les clients industriels au niveau de la demande. En tout cas une situation de marché qui voit, comme on l'a vu, des prix de bourse augmenter, remet les centrales au gaz, qui n'étaient plus compétitives depuis un certain temps, sur le marché. Cela provoque une réponse du marché lui-même à ce phénomène de pénurie d'électricité.

Le dernier point concerne les interconnexions. Vous savez qu'il y a des projets qui sont menés par Elia. Je voudrais insister sur un élément important: vous allez recevoir d'ici la fin de l'année notre méthodologie tarifaire pour la régulation des tarifs et des revenus d'Elia dans le futur. Cette méthodologie s'appliquera à partir de 2016. Nous avons veillé à y insérer des incitants. Nous avons déjà deux incitants par le passé. Nous passons à sept pour le futur. Ces incitants visent d'abord à ce que les interconnexions soient réalisées le mieux possible. Nous allons analyser la qualité technique des projets et nous allons demander à Elia un *reporting* sur les choix techniques. Tout devra être bien justifié.

Ensuite, il y aura un incitant sur la durée. Plus vite l'interconnexion sera réalisée, plus Elia recevra de bonifications. Il y aura des incitants sur la recherche et le développement, pour stimuler les évolutions technologiques de façon à apporter plus de capacité.

Nous avons un incitant sur l'intégration du marché. Autrement dit, Elia sera partie prenante dans ce que le marché va pouvoir évoluer de façon positive et pourra en bénéficier d'une partie.

Enfin, la minimisation du temps d'entretien des interconnexions et la possibilité pour le marché de mieux utiliser celles-ci vont rapporter des millions d'euros à Elia. Il ne faut pas oublier qu'en parallèle, les capacités d'interconnexions vont nettement s'améliorer, ni que la capacité disponible pour le marché va augmenter. Ce sera vraiment un *win-win* entre les utilisateurs et le gestionnaire de réseau.

Pour clore ce point relatif à la réserve stratégique, nous avons remis un avis confidentiel à la secrétaire d'État. En effet, il porte sur des données relatives au prix et au coût ainsi qu'aux acteurs individuels – soit pour la production soit pour la demande.

S'agissant de la durée des offres, la production a remis des offres pour trois ans, car des investissements sont nécessaires dans certains cas. Nous allons donc les couvrir pour une durée plus longue que celle de la demande.

En ce qui concerne les offres en général, nous ne pouvons vous révéler dans le détail ce que nous avons élaboré. Cela étant, sur le plan de la demande, nous avons voulu envoyer un signal au marché. Nous avons accepté toutes les demandes pour environ 100 MW. Nous allons communiquer nos critères de raisonabilité au marché après l'hiver pour préparer le suivant. À travers nos signaux, nous allons attirer l'attention sur le fait que, si nous avons laissé passer certains coûts cette fois-ci, nous les réduirons à l'avenir afin de créer une dynamique, tout en évitant de provoquer des effets pervers à moyen terme avec des coûts qui seraient exagérés.

Quant à la production, nous avons dû limiter les coûts pour une centrale bien précise, car ils nous semblaient déraisonnables. En effet, ils atteignaient un ordre de grandeur supérieur à cinq fois les coûts des autres acteurs. Voilà pour les réserves stratégiques.

Je vous dirai un mot sur les marges bénéficiaires des fournisseurs. La FEBEG avait indiqué qu'elles avaient diminué. Nous pouvons le confirmer, car nous avons constaté un transfert de marges. À partir de la fin 2012, nous avons vu un paquet de millions – voire de dizaines et de centaines de millions – d'euros passer des fournisseurs vers les consommateurs. Pour quelle raison? Le marché a connu plusieurs dysfonctionnements, qui ont été corrigés par le filet de sécurité et des mesures prises par le gouvernement. Cela a entraîné des adaptations de contrats et de tarifs pour les contrats passifs – c'est-à-dire, liant les clients n'ayant jamais changé de fournisseur. Les prix ont été revus à la baisse. D'où ce transfert de marges vers les consommateurs.

Je dirai un petit mot sur la situation actuelle. Elle est pour nous nettement meilleure qu'il y a deux, trois ans. On l'a d'ailleurs confirmé dans un rapport sur le filet de sécurité. Ce rapport a été rédigé en parallèle avec la Banque nationale qui arrive aux mêmes conclusions. On a aujourd'hui une meilleure transparence, une concurrence accrue, un effet sur une baisse des prix concrète pour le consommateur. La Banque nationale nous indiquait que le résultat de ces effets était aussi une inflation maîtrisée.

Oui, on a une situation de marges en baisse du côté des fournisseurs. On devra objectiver tout cela. On pense bientôt demander aux fournisseurs leurs hypothèses de calcul. On voudrait disposer de plus d'informations à ce sujet.

Mais, je le répète, on a gagné en termes de fonctionnement du marché parallèlement à cette baisse de marges.

01.30 Marie-Pierre Fauconnier: En ce qui concerne la flexibilité ou la *demand response*, qui est une question de vocabulaire, on a effectivement entendu hier des chiffres de 1000, 2000 de potentiel, etc. Je voudrais faire le point sur la situation.

Pour vous donner un ordre de grandeur, ce qui existe maintenant en termes de contrats interruptibles, c'est 261 MW. En ce qui concerne la réserve stratégique, ce sont exactement 95 MW qui ont été proposés. Par ailleurs, dans la réserve R 3 (les services auxiliaires tertiaires), il y a un produit appelé *Dynamic profil*. Des appels sont en cours et on espère encore pouvoir dégager un potentiel estimé à 100 MW.

Il faut aussi savoir qu'il est extrêmement difficile d'obtenir des réponses. Je me réfère à une étude commandée par Febeliec et Elia qui date de novembre 2013, enquête réalisée auprès des grands consommateurs susceptibles de jouer un rôle dans le cadre de la *demand response*. On a été très surpris du manque d'intérêt que les grands clients industriels ont à cet égard. On en a longuement discuté au sein de la CREG quand on a vu les offres (plus de dix) qui sont rentrées pour la partie *Demand*. Pour ces offres, on s'est réellement demandé si on les acceptait ou pas, car elles étaient relativement onéreuses. Compte tenu de l'étude qui avait été réalisée et du peu de répondant obtenu, on a décidé de donner un signal au marché.

Nous avons donc accepté toutes les demandes qui avaient été faites dans le cadre de la réserve stratégique. Je vous rassure tout de suite, ce n'était pas très préjudiciable pour le consommateur, on parlait de quelques mégawatts. Ce n'étaient donc pas des volumes énormes ni des montants colossaux qui étaient en jeu. C'est aussi la raison pour laquelle M. Jacquet a précisé que, pour l'année prochaine, nous allons fixer des critères plus rigoureux. *Sky is the limit* en matière de coût pour la *demand response*. Il faut garder raison, in fine, c'est quand même le consommateur qui va payer.

Pas mal d'initiatives sont en cours. Pas plus tard qu'hier, nous avons rencontré un agrégateur qui a des expériences aux États-Unis. Il nous parle de chiffres qui nous font rêver. Il parle de potentiel de *demand response* à hauteur de 10 % de la consommation. Vous imaginez ce que cela pourrait représenter pour la Belgique. Nous sommes loin du compte! Leur *core business* se situe juste au-dessus des résidentiels. Il ne s'agit pas des gros clients, qui sont plutôt visés par les contrats interruptibles et les démarches qu'on pourrait faire à leur égard et qui sont déjà relativement sensibilisés à la chose. Il s'agit des clients au-dessus du client résidentiel: les autorités publiques, les bâtiments scolaires, les petites PME. Il y a déjà des agrégateurs sur le marché, il y a déjà des choses qui se passent. Il y a une certaine effervescence sur le sujet.

Je ne peux pas vous promettre que nous vous apporterons une réponse avant cet hiver, d'autant qu'il faut examiner le cadre réglementaire. Il y a des idées sur la table, il y a un potentiel pour la Belgique mais notre cadre réglementaire est-il adapté? Si cela dépendait de la CREG, je vous promets que nous adapterions ce cadre réglementaire. Mais tout n'est pas dans les mains de la CREG. Il faut aussi veiller à l'équilibre et à la sécurité du réseau.

En matière de flexibilité, nous sommes dans un processus de maximisation et d'optimisation de la *demand response* avec Elia, avec les agrégateurs, avec les grandes entreprises.

Enfin, je pense qu'il y a une nécessité importante de coordination et de collaboration entre le gestionnaire de réseau de transport et les gestionnaires de réseaux de distribution. Autant pour les clients directs d'Elia, la question ne se pose pas, le contrat était interruptible, c'est un contrat bilatéral entre Elia et le gestionnaire de réseau de transport. Mais lorsque vous arrivez à des PME qui sont raccordées à la distribution, la flexibilité, si Elia la contracte, ne sera pas disponible pour le GRD et je voudrais avant tout éviter qu'il y ait de la concurrence entre le gestionnaire de réseau de transport et le gestionnaire de réseau de distribution. En matière de flexibilité, il faut se coordonner, il faut se parler, et cela passe aussi par une coordination avec les régulateurs régionaux. Nous avons remis aux quatre ministres de l'Énergie un rapport sur la flexibilité. Un groupe de travail sur la flexibilité existe et nous continuons à travailler sur le sujet.

On démarre la *demand response*. Je pense qu'il y a un très très beau potentiel mais ne me demandez pas de dire si c'est 1 000 ou 2 000 MW. Objectivement, vous devez interroger la FEBEG qui pourra mieux vous expliquer que moi comment elle a vu 2 000 MW de *demand response*. Je suis incapable de vous confirmer le chiffre. La question avait été posée en son temps.

Si vous me le permettez, je dirai encore un petit mot sur la sécurité d'approvisionnement et sur le rôle de la CREG. Dans mon introduction, j'ai souhaité mettre l'accent sur le rôle de la CREG en matière de sécurité d'approvisionnement. Par exemple, le monitoring des capacités n'est pas le rôle de la CREG en matière de sécurité d'approvisionnement. Nous ne sommes pas compétents pour tout ce qui concerne le chiffrage des capacités ni pour le monitoring. Monsieur Nollet, si vous cherchez des informations, allez sur le site internet d'Elia. Vous y trouverez les *capacity forecasts*. Nous ne sommes pas consultés. Souhaiterions-nous l'être? Oui, pourquoi pas. Nous participons au groupe de travail sur les études prospectives qui sont davantage à moyen et à long termes. Mais, comme je le dis toujours, nous sommes à la disposition de l'autorité publique si elle le souhaite. Nous mettons notre expertise à la disposition de celui qui souhaite l'utiliser. Toutefois, nous ne sommes pas compétents sur ce point et nous considérons qu'il y a une autorité compétente pour le faire. Les choses sont extrêmement claires sur le sujet.

Par contre, nous disposons d'une compétence forte – j'insiste – sur les deux aspects qui sont importants pour la sécurité d'approvisionnement. C'est l'aspect "prix-coût". Comme je l'ai dit tout à l'heure, nous avons remis un avis à la ministre le 28 août 2014 sur l'évaluation du caractère non déraisonnable ou déraisonnable des coûts de la réserve stratégique. Nous allons remettre également un avis sur le coût pour la prolongation de Tihange 1. Nous faisons un monitoring permanent des prix. C'est la première mission de la CREG en matière de sécurité d'approvisionnement. La deuxième mission, comme on l'a dit abondamment, est le fonctionnement du marché avec les deux piliers: les acteurs du marché et les gestionnaires de réseau de transport.

Concernant le plan de délestage, je vais passer la parole à mon collègue, qui est juriste, pour vous faire part de ce qu'il y avait dans l'avis de 2003.

01.31 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): Je voudrais avoir une copie de cet avis.

01.32 Marie-Pierre Fauconnier: Cet avis a été remis au ministre, il n'est pas public. Par contre, on peut vous dire ce qu'il y avait dedans.

01.33 Koen Locquet: In het advies van de CREG van 2003 staat dat het plan overeenkomstig het technisch reglement van het koninklijk besluit is opgesteld. Het afschakelplan is een ministerieel besluit.

De CREG heeft toen ook gezegd dat het opportuun leek om een onderscheid te maken tussen een plots fenomeen en een voorspelbare aangekondigde schaarste, omdat er bij een plots fenomeen een automatische afschakeling in werking zou moeten kunnen treden. Dienaangaande heeft de CREG ook gezegd dat er nog bepaalde investeringen inzake afschakelrelais moesten gebeuren.

De CREG heeft toen ook tegen Elia gezegd dat zij meer informatie over de kosten wou hebben. De CREG is immers bevoegd voor het vaststellen van de tarieven en de impact op de kosten. Elia heeft daarop geantwoord.

In het huidige afschakelplan staat dat na een volledige afschakeling van een bepaalde schijf binnen een bepaalde zone er opnieuw kan worden aangeschakeld voor prioritaire klanten ten belope van 10 %. Dat is toen heel beperkend opgesteld. Dat was 10 %, punt uit. De CREG heeft toen de opmerking gemaakt dat dit misschien iets flexibeler kon worden opgesteld, naar gelang van de hoeveelheid beschikbare energie en in overleg, en dat iets meer dan 10 % zou kunnen worden aangeschakeld. Dat is overgenomen in het huidige ministerieel besluit, in het huidige afschakelplan.

De CREG had toen ook gezegd dat bij een aangekondigde schaarste, sensibilisering de eerste maatregel is, en een eventueel verbod van verbruik voor bepaalde doeleinden de tweede maatregel. Dan pas komt de afschakeling. De eerste twee maatregelen zouden ook aan de transportnetbeheerder moeten worden gegeven in het kader van het onderhoudbeheer en de goede werking van het net. Dat is niet gevolgd in het ministerieel besluit.

Dat zijn de opmerkingen die de CREG heeft gegeven. Dat is grotendeels in overeenstemming met het technisch reglement.

Er vindt nu een discussie plaats over de cartografie van de posten enzovoort, maar die maakt geen deel uit van het ministerieel besluit. De CREG beschikt niet over de zaken die nu aan de minister werden bezorgd.

01.34 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): Vous n'avez pas d'avis à émettre sur ces éléments-là?

01.35 Marie-Pierre Fauconnier: Sur ce que j'appelle l'exécution, mais j'ignore quelle terminologie vous utilisez.

01.36 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): J'avais repris ce qui figurait dans l'arrêté ministériel.

01.37 Marie-Pierre Fauconnier: C'est la mise en œuvre.

01.38 **Jean-Marc Nollet** (Ecolo-Groen): J'avais lu un autre terme, que je vais vous citer tout de suite: "la procédure interne de sauvegarde".

01.39 **Marie-Pierre Fauconnier**: Nous n'avons pas d'avis à remettre à cet égard. D'ailleurs, nous n'en sommes pas informés. En revanche, une question m'a été posée au sujet d'éventuelles pistes d'amélioration.

Je vais essayer de dissiper toute confusion possible. Vous savez que des critères sont fixés pour le délestage soudain, tandis qu'il n'y en a pas pour la pénurie – du moins dans l'arrêté ministériel. Il ne serait pas inutile qu'il puisse être complété par des critères d'interprétation. Comme toute législation, ce texte peut être amélioré, même si ce travail ne relève pas de la CREG.

Pour répondre à votre question, aucun groupe de travail sur les avis juridiques et la responsabilité n'a été constitué. Cela dit, je ne doute pas qu'il voie le jour, compte tenu des questions récurrentes qui nous sont posées en ce domaine. Mme la présidente évoquait la possibilité pour le parlement de s'en saisir. Nous nous tenons à votre disposition, notamment pour vous transmettre une courte note juridique. Nous le sommes aussi, comme le suggérait Mme la présidente, pour une session d'information. Nous essayerons d'être aussi clairs que possible. Si ce n'est pas le cas, je vous en prie, interrompez-nous.

01.40 **Andreas Tirez**: Er werd ook gevraagd of, als Doel 1 en Doel 2 sluiten, de capaciteit op de doorvoergrens met Nederland dan makkelijker verloopt of verhoogd kan worden.

Van Elia hebben wij begrepen dat dat inderdaad makkelijker kan als een van de centrales van Doel sluit, dus Doel 1 en Doel 2, Doel 3 of Doel 4, dus als er in de regio 1 000 megawatt minder capaciteit is. Als Doel 1 en Doel 2 heropgestart worden, maar Doel 3 valt uit, dan komt dat eigenlijk op hetzelfde neer dan wanneer Doel 3 zou werken, terwijl Doel 1 en Doel 2 stil zouden liggen. Wat gebeurt er als de vier centrales van Doel opnieuw in werking zijn? Dat moet nog geanalyseerd worden en die vraag kan ik nu dus niet beantwoorden. Wanneer Doel 1 en Doel 2 uitvallen, ofwel Doel 3, dan is dat technisch voor de interconnectiecapaciteit in ieder geval gelijkaardig.

Daarbij aansluitend formuleer ik nog een opmerking over het ontwikkelingsplan van Elia.

Elia moet elke vier jaar een ontwikkelingsplan maken op basis van de prospectieve studie. De CREG geeft daar een advies over en dat wordt door de minister goedgekeurd. Wij willen suggereren dat het ontwikkelingsplan misschien tweejaarlijks opgesteld kan worden, dus een beetje sneller. Gelet op de mogelijke veranderingen is vier jaar misschien wel een lange periode. Op Europees niveau wordt er eveneens een ontwikkelingsplan gemaakt en dat wordt om de twee jaar geactualiseerd, dus het zou misschien ook goed zijn als dat voorbeeld wordt gevolgd voor het ontwikkelingsplan van Elia.

De heer Nollet heeft nog een vraag gesteld over de uitdienstneming van eenheden.

De wet schrijft voor dat de uitdienstneming van een productie-eenheid voor 31 juli genotificeerd moet worden, waarna de uitdienstneming kan plaatsvinden op 1 april van het daaropvolgend jaar. Een definitieve uitdienstneming kan vanaf 1 september van het daaropvolgend jaar, als ik het mij goed herinner, omdat die productie-eenheden eventueel wel nog moeten dienen voor de strategische reserve. Er kan nog een koninklijk besluit uitgevaardigd worden voor nadere verduidelijkingen of bepalingen omtrent die uitdienstnemingen. Dat koninklijk besluit is er momenteel nog niet. Wij zijn voorstander van duidelijkere regels op dat vlak.

Ik geef twee voorbeelden van praktische situaties, die zich zouden kunnen voordoen.

Veronderstel dat er een tijdelijke uitdienstneming genotificeerd is voor 1 april. Als die centrale dan toch nog een paar maanden draait, moet er dan een nieuwe notificatie ingediend worden, of mag die productie-eenheid na die paar maanden gewoon stopgezet worden? Een tweede situatie gaat over een definitieve uitdienstneming. Als een productie-eenheid vanaf 1 september definitief uit dienst genomen wordt, dus ook niet geselecteerd is voor de strategische reserve, mag die dan al dan niet toch opnieuw in dienst komen? Zouden wij het opnieuw in dienst nemen weigeren in de toestand die nu voor ons ligt? Het antwoord is nee, maar het is wel een slecht investeringssignaal, als er productie-eenheden definitief uit dienst genomen worden, die toch elk moment weer kunnen gebruikt worden als er opnieuw geïnvesteerd wordt in die productiecapaciteit. Die afwegingen moeten gemaakt worden en daar zijn nadere regels voor nodig.

Wij zijn dat aan het analyseren. Het werk is niet zo eenvoudig, want men moet een beetje alle gevallen proberen te identificeren, maar wij wensen wel dat er daar duidelijkere, bijkomende regels komen, die in een koninklijk besluit vastgelegd worden.

01.41 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): À cet égard, je lisais dans votre mémorandum les précisions nécessaires à apporter sur le dispositif existant et aussi la volonté – ou je lis mal – de donner la capacité de postposer ou de faire renoncer à une fermeture annoncée et de remettre en service des unités fermées provisoirement. Je suppose une action de l'État, ce qui va plus loin que la précision des modalités. Cela me semble nécessaire aussi. Vous ne l'avez pas évoqué. Je préférerais donc reprendre ce point.

La **présidente**: Les débats sont vastes. Y a-t-il encore des questions auxquelles la CREG n'aurait pas répondu sur ce sujet précis?

01.42 Benoît Friart (MR): Il n'y a pas de questions auxquelles on n'a pas répondu mais j'aurais voulu poser trois nouvelles petites questions.

Peut-être que ce sont des choses qui sont claires pour tout le monde mais pas encore tout à fait pour moi. En ce qui concerne la réserve d'équilibre, vous faites allusion à ce qu'on importe de l'étranger, à la *demand response*.

Qui va payer les 4 500 euros par MW? Est-ce que ce sont tous les opérateurs qui sont sur le réseau ou des opérateurs précis?

En ce qui concerne l'établissement du prix avec les fournisseurs, se fait-il à livre ouvert?

01.43 Marie-Pierre Fauconnier: Livre ouvert pour nous ou pour les fournisseurs?

01.44 Benoît Friart (MR): Pour les fournisseurs. Pour obtenir des éléments au niveau de leur prix de revient, les frais de fonctionnement, etc.

01.45 Éric Thiébaud (PS): Dans vos graphiques, vous avez montré l'évolution du prix de l'électricité. Je suis surpris de la différence entre l'Allemagne et la Belgique. S'agit-il du prix de revient ou du prix que le consommateur paye? Ils sont à 35 en Allemagne et nous sommes à 50. Pour l'industrie, le prix de l'électricité n'est pas anodin.

La **présidente**: Pourquoi le prix de la capacité d'interconnexion a-t-il augmenté mi-2012? Peut-être avons-nous mal interprété les chiffres?

01.46 Marie-Pierre Fauconnier: Pour la *demand response*, il s'agit des capacités internes à la Belgique de non-consommé. Par exemple, une grande entreprise décide de couper à un moment donné.

01.47 Benoît Friart (MR): Qu'entendez-vous par réserve d'équilibre?

01.48 Marie-Pierre Fauconnier: La *balancing reserve* ou la réserve tertiaire.

01.49 Andreas Tirez: Er zijn dus drie soorten reserves: primaire, secundaire en tertiaire reserves. Die kan men samen de balancing reserves noemen. In de tertiaire reserves zit ook een deel "onderbreekbare klanten." Die vertegenwoordigen een volume van 261 megawatt. Dat is zo beslist. Elia contracteert gewoon rechtstreeks bij de grootverbruikers om ze te mogen afschakelen.

Ik weet niet of dit uw vraag beantwoordt?

01.50 Marie-Pierre Fauconnier: Souhaitez-vous qu'on vous dise ce qu'est la réserve primaire, secondaire, tertiaire, et ce que sont les contrats interruptibles?

01.51 Benoît Friart (MR): Les contrats interruptibles, je comprends. Par contre, si vous voulez poursuivre avec la réserve primaire et secondaire... Les trois sont comprises dans la réserve d'équilibre?

01.52 Marie-Pierre Fauconnier: Oui, ce sont des types.

01.53 Andreas Tirez: Primaire reserves zijn reserves die op Europees vlak worden bepaald. Op Europees vlak is er dan een N min 2-criterium, het Europees systeem moet dus een uitval van twee grote elementen kunnen opvangen, van twee grote centrales van 1 500 megawatt dus, en dan wordt het volume verspreid pro rata van de geproduceerde energie van 2 jaar geleden. Voor België is dat vastgelegd op 85 megawatt voor 2014. Die reserve moet ook zeer snel kunnen ingezet worden, binnen enkele seconden, en na enkele minuten moet die volledig ontwikkeld zijn of zelfs nog sneller.

De R2 of secundaire reserves dienen om grotere schommelingen binnen een bepaald land te kunnen opvangen. Dat bedraagt voor België ongeveer 150 megawatt. Meestal gaat het hier over gasgestookte centrales die snel kunnen reageren. Die moeten binnen enkele minuten volledig kunnen reageren. De R1 en R2 zijn symmetrisch reserves, die moeten zowel naar beneden als naar boven kunnen bijregelen, want soms kan er ook te veel zijn.

En dan zijn er nog de tertiaire reserves. Die dienen alleen om naar omhoog te kunnen regelen, dus als er productiecapaciteit wegvalt of als er een probleem is op een lijn. België moet hier in principe 1 000 megawatt kunnen opvangen, omdat dat de grootste eenheid is die wij hebben. Daarvoor worden dan tertiaire reserves gecontracteerd en die moeten volledig kunnen ontwikkeld worden binnen de 15 minuten. Na 15 minuten moet dat volume aan tertiaire reserves volledig ontwikkeld zijn.

In die tertiaire reserves is er dan een deel productie. Dat kan variëren. Voor 2015 ligt het tussen 300 en 400 megawatt, afhankelijk van hoeveel kan gecontracteerd worden van R3-DP, dus R3 dynamic profile, dat dan ook voor een heel stuk in de distributienetten kan ontwikkeld worden.

Dan is er 261 megawatt van de onderbreekbare klanten. Dan is er nog een deel dat de exploitant van de grootste eenheden, in dit geval dus Electrabel, zelf moet voorzien. En dan is er ook nog een noodenergie, die niet gegarandeerd is, maar waar wij kunnen rekenen op een garantie van 99 %, dat is de inter-TSO, dus de reserves die tussen de netbeheerders kunnen geactiveerd worden. Het kan dus zijn dat Elia noodenergie kan aanwenden, bijvoorbeeld in Nederland, en die dan via de interconnectiecapaciteit naar België kan transporteren.

Dat geheel van de reserves zorgt ervoor dat Elia het net in evenwicht kan houden bij schommelingen en bij onverwachte pannes van grote eenheden.

Er zijn twee manieren waarop de strategische reserves kunnen worden geactiveerd. Als de strategische reserves worden geactiveerd, geldt dat tarief van 4 500 euro per megawattuur. Dat wordt dan administratief opgelegd, het is geen berekening.

Er is een economische trigger. Dat is de trigger die kan gebeuren op de dagmarkt, in *day ahead*. Als op de Belpex day-aheadmarkt blijkt dat het aanbod niet kan voldoen aan de vraag en dat er een prijs is van 3 000 euro per megawattuur en dat er een tekort is, dan wordt de strategische reserve aangesproken en verkocht aan 3 000 euro per megawattuur in de dagmarkt. Dat wordt dan ook *firm* geleverd. Die capaciteit moet Elia dan met de strategische reserves leveren aan de marktspelers die anders een tekort zouden hebben, ook al kopen ze tegen de maximale prijs.

Dan is er ook nog een technische trigger. Die is toegelaten omdat het altijd kan gebeuren dat de markt toch geen 3 000 euro per megawattuur heeft bereikt op de dagmarkt, maar dat Elia voorspelt dat er toch problemen zullen zijn tussen vraag en aanbod. Dan moet de mogelijkheid bestaan dat Elia de strategische reserves activeert na de claiming van de day-aheadmarkt.

Die 4 500 euro geldt enkel wanneer er effectief een structureel tekort is. Als dat niet het geval zou zijn, als wij in reële tijd vaststellen dat er geen structureel tekort is, wordt geen 4 500 euro aangerekend, maar geldt het normale berekeningsmechanisme van de onbalansprijs.

01.54 Laurent Jacquet: Pour répondre aux questions sur les coûts et les prix offerts par les fournisseurs, il y a un certain contrôle de la CREG mais il ne va pas jusqu'au contrôle à livre ouvert des coûts et des prix des fournisseurs. Avec la mise en place du filet de sécurité pour les clients résidentiels et PME, il y a un contrôle trimestriel. Les fournisseurs transmettent à la CREG leurs tarifs qui seront d'application et la CREG

va regarder si ces tarifs sont conformes à différents critères.

Il y a un arrêté royal qui prévoit qu'on indexe le prix de l'électricité sur les prix de bourse de l'électricité, qu'on indexe le prix du gaz sur les prix du gaz en bourse mais qu'on ne peut pas indexer sur autre chose. Cette indexation avait lieu, dans le passé, sur base du prix du charbon, sur base du prix du pétrole, qui sont des combustibles qui n'ont rien à voir avec l'électricité et le gaz.

Nous avons plaidé pour une indexation du prix de l'électricité sur les bourses de l'électricité et du prix du gaz sur les bourses du gaz. Jusqu'ici, la CREG a approuvé chaque trimestre les tarifs des fournisseurs parce qu'ils sont tous restés basés sur ces paramètres d'indexation transparents et objectifs. On s'arrête là au niveau des contrôles. Les fournisseurs sont libres de proposer les tarifs qu'ils veulent.

Depuis 2013, nous réalisons une cartographie des tarifs des fournisseurs. On les positionne les uns par rapport aux autres. C'est très intéressant pour les consommateurs pour pouvoir comparer les prix mais aussi pour les fournisseurs, de manière à savoir où ils se situent par rapport aux uns et aux autres. Cela leur permet d'affiner leurs stratégies.

Nous avons eu des effets positifs du filet de sécurité. Il y a trois ans, la Belgique était mal classée en matière de prix de l'électricité et de prix du gaz pour les clients résidentiels et les PME. À ce moment-là, nous étions le deuxième pays le plus cher quand on considère les cinq pays que sont la Belgique, les Pays-Bas, la France, l'Allemagne et le Royaume-Uni. Maintenant, nous sommes le deuxième pays le moins cher en électricité. En gaz, nous sommes carrément devenus le moins cher parmi les pays considérés pour les clients résidentiels et PME.

La **présidente**: Grâce à l'action du gouvernement et du parlement. Puisque c'est régulé et que ce ne l'était pas!

C'est ce type de séminaire que nous allons organiser avec la CREG. Nous n'allons pas vous expliquer toute la législation concernant le gaz et l'énergie, tout ce que nous avons voté sous la précédente législature, toutes les techniques. Sinon, aujourd'hui on va vous donner des bribes qui seront extraites du contexte global.

Je vous propose de vous concentrer sur la problématique d'aujourd'hui et, dès que nous aurons un gouvernement, nous organiserons des sessions d'information très précises sur différentes thématiques.

01.55 **Jean-Marc Nollet** (Ecolo-Groen): Je vais revenir sur une information que la CREG nous a donnée au début de sa réponse. Cela n'a rien de technique, c'est un vrai problème politique, selon moi. La CREG a remis un avis le 22 mai 2014, un avis conditionné, qui permet à Elia de voir sa méthodologie appliquée pour le modèle général de calcul de la capacité de transfert. Cet avis comprenait huit conditions. Et j'ai bien entendu dans votre réponse qu'Elia, qui devait avoir relevé ces huit conditions pour le 15 août, n'a pas répondu à la demande.

On est dans une situation de tension extrême sur le marché. On est face à un hiver où il faudra potentiellement faire appel à du délestage. Et l'opérateur qu'est Elia, a été chargé de clarté, de transparence, de soumission d'un plan prévoyant le renforcement des capacités, de soumission d'un plan pour l'amélioration du calcul de la capacité infra-journalière, etc., et devait les remettre pour le 15 août. Il n'a pas respecté ces conditions. Donc cet accord n'existe plus. Vous aviez marqué un accord conditionné et les conditions n'ont pas été remplies à la date convenue.

Nous avons peut-être procédé aux auditions dans l'ordre, peu importe, c'est quand même un vrai problème.

Ensuite, je note votre disponibilité pour améliorer l'arrêté ministériel. J'estime que c'est une très bonne idée. En effet, nous avons constaté au cours de nos travaux une absence de clarté, pour le moins, quant au deuxième volet – c'est-à-dire lorsqu'on ne se trouve pas en situation d'urgence. De plus, ai-je envie de dire, un arrêté ministériel change plus vite qu'une loi. Nous pouvons donc travailler très rapidement. J'y reviendrai avec la secrétaire d'État. J'ajoute qu'un arrêté ministériel ne doit pas passer devant le gouvernement.

Je remarque aussi que, si les quatre Doel tournent, Elia doit analyser si nous pouvons encore profiter des 1 000 MW du projet Brabo pour le court terme.

Enfin, je vous remercie de nous transmettre cette note-cadre portant sur la responsabilité juridique, car cette question va nous occuper. Je rejoins ce qu'a dit Mme la présidente: il y a le volet "séminaire" et le volet "groupe de travail" – auquel nous ne participerons pas, mais sur lequel nous devons statuer. En effet, et si cela ne vous choque pas, je dirais que la CREG dépend du parlement. Il faudrait alors que nous nous prononcions formellement.

La **présidente**: Monsieur Nollet, nous allons organiser l'ordre des travaux. Des demandes ont été introduites pour la semaine prochaine. Nous inscrirons cela à l'ordre du jour.

Vous avez posé une dernière question, relative à l'avis rendu en mai 2014.

Pouvons-nous obtenir une réponse à cet égard?

01.56 Andreas Tirez: Misschien toch een precisering daarover. Het betreft een ontwerpbeslissing die wij hebben genomen. Er is een consultatie geweest en wij gaan nu een definitieve beslissing daarover nemen. De deadline van 15 augustus zal in de definitieve beslissing uiteraard worden aangepast. Wij hopen nog altijd dat die acht voorwaarden dan zullen ingevuld worden. We zullen zien of dat gebeurt.

Elia heeft in ieder geval de wettelijke verplichting om zo veel mogelijk interconnectiecapaciteit aan de markt te geven. We zullen de komende winter ook analyseren of ze dat effectief doen.

01.57 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): Je ne comprends pas bien. "Projet de décision", cela signifie qu'il y a encore une décision qui doit être prise. Quand est-elle mise à l'agenda?

01.58 Andreas Tirez: Die zal in de komende weken worden genomen en gepubliceerd.

01.59 Jean-Marc Nollet (Ecolo-Groen): Nous suivrons cela attentivement.

Comme il y avait des délais fixés au 15 août ... Ils sont de toute façon hors jeu.

La **présidente**: Chers collègues, je reviens sur une demande évoquée hier en ce qui concerne la venue de la secrétaire d'État à l'Énergie. Comme vous le savez, elle nous a fait savoir qu'elle était à l'étranger cette semaine. Nous prendrons bien entendu contact avec son cabinet et nous nous réunirons mardi ou mercredi prochain. Dès qu'on le sait, on vous fera parvenir l'information.

Je remercie encore la CREG pour ces informations. Nous aurons encore de longs débats dans cette commission, un peu moins sur l'aspect économie mais surtout sur l'aspect sécurité.

*La réunion publique de commission est levée à 16.45 heures.
De openbare commissievergadering wordt gesloten om 16.45 uur.*