

# Nota

(A)1706

30 november 2017

Analyse van de CREG over de studie van Elia  
*'Electricity scenarios for Belgium towards 2050 –  
Elia's quantified study on the energy transition in  
2030 and 2040'*

Niet-vertrouwelijk

# INHOUDSOPGAVE

INHOUDSOPGAVE.....	2
1. VOORAFGAANDE OPMERKINGEN .....	3
2. DRAAGWIJDTE VAN DE STUDIE .....	3
3. SCENARIO'S EN HYPOTHESES .....	3
3.1. Belang van de scenario's .....	3
3.2. Analyse van de hypothesen .....	4
3.2.1. Veronderstellingen ten aanzien van de vraag naar elektriciteit .....	5
3.2.2. Brandstoffen en CO <sub>2</sub> .....	5
3.2.3. Productiehypothesen.....	6
3.2.4. Kostprijs hypothesen .....	6
4. METHODOLOGIE.....	7
5. RESULTATEN VAN DE SIMULATIES .....	8
5.1. Adequacydoelstelling .....	8
5.2. Milieudoelstelling .....	9
5.3. Betaalbaarheidsdoelstelling .....	9
5.3.1. Effect van aanvullende interconnecties .....	9
5.3.2. Gevolgen van de verlenging van de levensduur van de nucleaire capaciteit .....	10
6. OPTIES VAN HET MARKET DESIGN .....	10
7. ALGEMEEN BESLUIT.....	11

# 1. VOORAFGAANDE OPMERKINGEN

De CREG formuleert hierna een niet-exhaustieve lijst van feitelijke opmerkingen over de studie van Elia *“Electricity scenarios for Belgium towards 2050 – Elia’s quantified study on the energy transition in 2030 and 2040”* (hierna: “de studie”).

Deze opmerkingen beperken zich tot het meest fundamentele.

## 2. DRAAGWIJDTE VAN DE STUDIE

1. De studie heeft alleen betrekking op de elektriciteitsaspecten. Een meer omvattende aanpak, die ook betrekking heeft op andere energievectoren, lijkt noodzakelijk (met name in het licht van de te bereiken milieudoelstellingen) en de specifieke studie over elektriciteit zou deel moeten uitmaken van de conclusies van een dergelijke aanpak.

2. De studie belicht voornamelijk het elektriciteitstransmissienet en houdt geen rekening met de effecten op de elektriciteitsdistributienetten of op de totale kosten voor de gemeenschap.

3. Het gebruikte marktparadigma is zeer centraliserend. Hoewel de eindklant in de toekomst een meer centrale rol moet kunnen spelen en zelf moet kunnen beoordelen welke waarde hij hecht aan zijn eigen bevoorradingszekerheid, beoogt de aanpak in de studie in geen geval een dergelijke ontwikkeling. Ook wordt voorbijgegaan aan de centrale rol die de BRP's moeten spelen bij het waarborgen van het evenwicht in hun klantenportefeuilles.

## 3. SCENARIO'S EN HYPOTHESES

### 3.1. BELANG VAN DE SCENARIO'S

4. Deze langetermijnstudie is gebaseerd op perspectieven die vanuit de huidige kennis zijn ontwikkeld. Er is dus geen sprake van een "technologische breuk" die tijdens de periode waarop het onderzoek betrekking heeft, zou kunnen plaatsvinden; de voorgestelde oplossingen hebben een invloed op de gehele periode. Met name het feit dat er geen rekening wordt gehouden met het op de markt brengen van technologieën voor langetermijnopslag van elektriciteit (*power to gas*, ...), onder het voorwendsel dat deze technologieën op dit moment nog niet volwassen zijn, is een restrictieve hypothese. Deze overweging is des te relevanter omdat het *curtailment* volume in alle 21 landen samen een aanzienlijk niveau bereikt (tot 120 TWh in 2040). Bovendien zou de omzetting van elektriciteit in gas, met name in het scenario voor duurzame energiebronnen, het mogelijk maken andere wijzen van transport te overwegen, dan via elektriciteitskabels.

5. De scenario's in de studie zijn gebaseerd op de scenario's van ENTSO-E in het kader van het TYNDP 2018. Deze *“storylines”* geven Europese visies weer en gaan ervan uit dat alle landen dezelfde visie hebben. Bij gebrek aan een werkelijk geïntegreerd Europees energiebeleid lijkt het echter onwaarschijnlijk dat alle lidstaten hun energiebeleid op één of andere gelijke Europese visie zullen afstemmen. Integendeel, het lijkt juist meer aannemelijk dat de uiteenlopende belangen van elke

lidstaat tot een mix van energiebeleidslijnen zal leiden. Met andere woorden, de vraag is dus waarschijnlijk niet om een scenario te kiezen, maar een combinatie van opties om de nagestreefde doelstellingen te bereiken. De CREG vestigt daarom de aandacht op het feit dat geen van de voorgestelde scenario's een realistische toekomst voor België weerspiegelt. In een presentatie aan de CREG bevestigde Elia dat zij niet de bedoeling had om realistische toekomstverwachtingen voor te stellen, maar dat zij veeleer de resultaten van deze verschillende scenario's wilde simuleren.

Het RES-scenario overweegt bijvoorbeeld de ontwikkeling van grote projecten op het gebied van hernieuwbare energie in de meest geschikte Europese regio's. Indien deze optie puur vanuit economisch standpunt interessant zou zijn, vereist zij echter in de praktijk een Europese overeenkomst en een vaste verbintenis van alle lidstaten om deze megaprojecten verplicht te installeren. Bij ontstentenis van dergelijke bindende toezeggingen en van invoerzekerheid is het onwaarschijnlijk dat andere lidstaten het risico zullen nemen om hun bevoorradingszekerheid afhankelijk te maken van projecten buiten hun grondgebied.

6. Deze scenario's, die sterk uiteenlopen in hun ontwerp en definitie, leiden tot een aantal gelijkaardige conclusies, waardoor Elia tot de slotsom komt dat de voorgestelde resultaten en conclusies robuust zijn. Gezien het aantal parameters dat per scenario sterk verschilt, is het moeilijk om de impact van elk van deze parameters (waarvan sommige het gevolg zijn van politieke keuzes) in te schatten. De CREG is van mening dat de constructie van een tussenscenario tussen de CED- en RES-scenario's, samen met gevoeligheidsanalyses voor elk van de geïdentificeerde parameters (of groep parameters in geval van significante correlatie), het mogelijk zou hebben gemaakt om dichter bij de toekomstige werkelijkheid te komen en een beter inzicht te krijgen in de respectieve effecten van de onderzochte parameters. Voor het overige is het niet zeker dat een meer realistisch scenario op basis van een andere combinatie van parameters tot dezelfde conclusies zou hebben geleid. Met andere woorden, alternatieve scenario's kunnen leiden tot resultaten (in termen van kosten en doelstellingen) die buiten het bereik van de voorgestelde resultaten vallen en/of lagere kosten met zich meebrengen voor dezelfde doelstellingen.

7. De studie voorziet niet in een verlenging van de levensduur van de productie-eenheden van 1,2 GW die in 2025 25 jaar oud zullen zijn, en beschouwt dit als een veiligheidsmarge voor de aanpak van mogelijke toereikendheidsproblemen in de buurlanden (zie punt 4.1.1.2., blz. 79). Deze veronderstelling valt buiten het bestek van scenario's die ervan uitgaan dat elk land toereikend is, en zou dus daarom als een aanvullende gevoeligheidsanalyse moeten worden voorgesteld. Daarom moet in elk scenario rekening worden gehouden met de verlenging van de levensduur van deze installaties, zodat de vereisten van de wettelijke LOLE-norm niet worden overschreden. Dit zou als effect kunnen hebben dat de behoefte aan nieuwe capaciteit afneemt.

Anderzijds vraagt de CREG zich daarentegen af hoe relevant het LOLE > 1 uur-criterium is om de productieoverschotten in andere landen uit te sluiten (zie hieronder).

### **3.2. ANALYSE VAN DE HYPOTHESES**

8. Een voorstelling van de huidige waarden van alle in aanmerking genomen parameters, voorafgaand aan de waarden die op de verschillende tijdshorizonten worden geprojecteerd, zou het mogelijk hebben gemaakt het conservatieve of niet-conservatieve karakter van hun evolutie op lange termijn beter te begrijpen.

9. Er worden over het algemeen veronderstellingen gemaakt voor de tijdshorizon 2030 en 2040, zonder rekening te houden met de kritische horizon 2022-2025, terwijl de studie zich ook concentreert op urgente maatregelen die op zeer korte termijn moeten worden genomen.

10. De scenario's zijn gebaseerd op hypothesen, waarvan sommige worden opgesteld zonder gekoppeld te zijn aan voldoende referenties of ontwikkelingen. De consistentie van de voor elk scenario gekozen parameters en de variaties in deze parameters tussen de scenario's zouden toch wel best beschreven worden. In het algemeen moeten de filosofie die aan elk scenario ten grondslag ligt en de keuze van de corresponderende parameters best worden verduidelijkt (bijvoorbeeld: waarom zou het RES-scenario niet gekoppeld zijn aan een hoge elektrificatie, hoe kan worden verklaard dat het aandeel van elektrische voertuigen verschilt tussen de DEC- en RES-scenario's, is het niet logisch dat België in alle scenario's offshore maximaliseert, enz. ...?).

### 3.2.1. Veronderstellingen ten aanzien van de vraag naar elektriciteit

11. Met name op de volgende punten moeten verduidelijkingen worden aangebracht:

- De vooruitzichten voor de vraag naar elektriciteit, waarvoor de economische groei en de demografische ontwikkelingen naar verwachting in alle scenario's en op elk moment perfect zullen worden gecompenseerd door de verbetering van de energie-efficiëntie;
- Hoe vraagcurves worden geconstrueerd op basis van onderliggende hypothesen;
- Hypothesen met betrekking tot de penetratiegraad van elektrische voertuigen en hun impact op het vraagprofiel (bv. waarom wordt, in de DEC- en RES-scenario's, rekening gehouden met een hogere penetratiegraad dan voor de overeenkomstige TYNDP 2018-scenario's?);
- Hypothesen over de vraagactiveringsprijs (is het realistisch om bijvoorbeeld te denken dat slechts 50% van de flexibele vraag zou verdwijnen tegen een prijs van 600 €/MWh?);
- Het effect van de verbruiksverschuiving (bv. de demand shifting (pt. 2.4.2.2., pagina 38) wordt geoptimaliseerd op basis van de marginale elektriciteitsprijs die uit de modellering voortvloeit. Wil dit dan zeggen dat die verschuiving geen invloed heeft op de prijs van elektriciteit?);
- De hypothesen die bij *demand shedding* in aanmerking worden genomen (wat is de reden waarom het beperken van de vraag hoofdzakelijk afkomstig is van industriële consumenten en niet evenzeer van de huishoudelijke verbruikers wier consumptie aan de oorsprong ligt van de consumptiepieken? Waarom is het groeipercentage van 5%, dat door de belanghebbenden in de strategische reserve is overeengekomen, verlaagd en vervolgens geëlimineerd?);

12. De studie is gebaseerd op een verschuiving van de vraag binnen de dag, zonder rekening te houden met de analyse van het reactievermogen van de vraag over een langere periode. Bovendien is het dagelijkse volume van het BC-scenario (0%) tegen 2030 (figuur 29, pagina 38) in vergelijking met de andere scenario's niet realistisch.

### 3.2.2. Brandstoffen en CO<sub>2</sub>

13. Hypothesen van de brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen zijn exogeen in die zin dat zij zijn afgeleid van externe bronnen (en modellering), hetgeen de vraag oproept omtrent de algemene consistentie met de voorgestelde scenario's, rekening houdend met het doorslaggevende effect van deze variabelen.

14. De twee prijsvarianten die in de studie worden gebruikt, zijn die van de IEA *World Energy Outlook 2016* ("New Policies" en "450"), maar waarom werd de derde prijsvariant van het IEA ("current policies scenarios") niet in aanmerking genomen in het BC-scenario?

### 3.2.3. Productiehypotheses

15. Het Belgische potentieel voor hernieuwbare energiebronnen is gebaseerd op een Belgische studie die in 2012 werd gepubliceerd en roept daarom de vraag op om de relevante gegevens te actualiseren. Bovendien zijn de verschillen tussen de DEC- en RES-scenario's voor de penetratie van zonnepanelen en de offshore-penetratie niet voldoende gemotiveerd in de studie, evenmin als de niveaus voor elke technologie.

16. De studie voorziet het effect van een verlenging van de levensduur van kerncentrales ten belope van 2 GW. Er wordt echter geen melding gemaakt van de mogelijkheid om de levensduur te verlengen van de andere thermische centrales voor 1,2 GW en/of van de mogelijke combinatie van beide opties. Of deze opties al dan niet worden overwogen, heeft echter gevolgen voor de behoefte aan nieuwe productiecapaciteit. Het onderzoek van deze verschillende mogelijke toekomstige situaties zou het mogelijk maken om te bemiddelen tussen de verschillende opties, met name op het vlak van efficiëntie voor de Belgische eindverbruiker.

17. De studie neemt historische gegevens over de beschikbaarheid van Belgische elektriciteitscentrales als basis om de toekomstige beschikbaarheid van een vernieuwd park te beoordelen, wat een zeer conservatieve optie is.

18. Er moeten ook verduidelijkingen worden aangebracht, met name wat betreft de volgende punten:

- het flexibiliteitsvolume van de vraag en van de opslag dat aan de markt is onttrokken en waarvoor contracten zijn gesloten voor het leveren van ondersteunende diensten over verschillende tijdshorizonten (naast de 500 MW thermische productie);
- het niet in aanmerking nemen van de in 2040 gemodelleerde uitbreiding van de pompcentralecapaciteit in de andere landen;
- de *curtailment cost* van 50 tot 100 EUR/MWh om overtollige productie te bestraffen (hoe wordt dit toegepast? Wordt het toegepast op alle capaciteit, inclusief thermische eenheden, voor welk bedrag, wat is de impact ervan op de inkomsten van STEG-eenheden, aan wie worden deze inkomsten toegerekend (aan het overschot van de consument in alle gevallen?).

### 3.2.4. Kostprijshypotheses

19. De LCOE-waarden voor offshore zijn hoger dan de huidige waarden (voor 2017:79€/MWh). De geschatte kosten van batterijen tegen 2040 (200€/kWh) zijn ook hoog in vergelijking met de huidige kosten.

20. Per technologie wordt slechts één CAPEX-waarde gebruikt. Er wordt geen rekening gehouden met technologische vooruitgang en schaalvoordelen.

## 4. METHODOLOGIE

21. In het algemeen is het noodzakelijk om rekening te houden met de hypothesen die aan de modellering ten grondslag liggen en met de algemene beperkingen van het onderzoek om de resultaten op hun basis te contextualiseren en hen te toetsen aan de complexere realiteit van de energiemarkt.

Deze beperkingen of grenzen hebben met name betrekking op:

- een gebrek aan integratie van de markten op langere termijn (aannee van enkel het "day-ahead"-scenario) en arbitragemogelijkheden om de winst te maximaliseren;
- het ontbreken van marktmacht en leveringsstrategieën (hypothese van een perfecte energiemarkt);
- het niet in rekening brengen van de kosten en beperkingen op distributieniveau als gevolg van de integratie van hernieuwbare energie en de decentrale opwekking en middelen voor flexibiliteit;
- het gebrek aan nieuwe technologieën;
- het uitblijven van enige verandering in het energiebeleid van de buurlanden in de loop der tijd;
- het niet in rekening brengen van de totale kosten voor de eindgebruiker (alle groottes samen).

22. Het LOLE>1h-criterium dat Elia voor alle landen heeft weerhouden om overcapaciteit te vermijden, vraagt aandacht (zie pt. 3.1.1, pagina 66). Dit criterium, dat nergens in de Belgische of buitenlandse wetgeving wordt genoemd, zou een aanzienlijke invloed kunnen hebben op de behoefte aan nieuwe capaciteit. Het is met name weinig gerechtvaardigd in het scenario voor duurzame energiebronnen, dat juist berust op overproductie in sommige landen om andere landen te bevoorraden waar minder gunstige productieomstandigheden gelden.

23. Hoewel het wettelijk kader de LOLE voor België bepaalt, zou het nuttig zijn om een gevoeligheid te realiseren met betrekking tot deze bepalende parameter, aangezien deze niet onveranderlijk is.

24. Het lijkt ongepast om de ideale mix af te leiden uit een analyse van de kloof tussen de annuïteit van de investering en de *market welfare* over twee specifieke jaren. Een goede rentabiliteitsanalyse zou nodig zijn.

## 5. RESULTATEN VAN DE SIMULATIES

25. De resultaten volgen uit de gebruikte hypothesen en methodologieën. In het licht van de bovenstaande opmerkingen wordt derhalve een voorbehoud gemaakt ten aanzien van de degelijkheid ervan.

26. Alle resultaten van het model, de resultaten van de economische analyse en de mate waarin de milieudoelstellingen zijn bereikt, moeten worden gerapporteerd in een samenvattende tabel die alle scenario's en gevoeligheden bevat. In het bijzonder moet de volgende informatie worden verstrekt:

- De LOLE-, ENS-gegevens (*energy not served*) die de omvang van het capaciteitstekort bepalen wanneer niet aan het LOLE-criterium wordt voldaan;
- De benuttingsgraad van de interconnecties in tijden van schaarste in België, waardoor het mogelijk wordt hun bijdrage aan de bevoorradingszekerheid te beoordelen;
- Het aantal bedrijfsuren van de verschillende eenheden van de thermische productiecapaciteit die nodig zijn om de bevoorradingszekerheid te waarborgen (zie studie van Elia 2017-2027<sup>1</sup>) om de benuttingsgraad van het volledige park te bepalen en niet slechts van enkele eenheden. Het aantal bedrijfsuren zou ook van invloed moeten zijn op de investeringskeuze.

27. Uit de resultaten van de studie blijkt dat België in 2030 in alle onderzochte scenario's de doelstelling van 30% van het aandeel duurzame energiebronnen in het elektriciteitsverbruik overtreft. Ook in de DEC- (39%) en RES-scenario's (54%) neemt de kloof met het streefcijfer aanzienlijk toe, waardoor deze scenario's ambitieuzer zijn dan nodig is in verhouding tot de geraamde doelstelling van 30%.

### 5.1. ADEQUACYDOELSTELLING

De vastgestelde behoefte aan nieuwe thermische opwekkingscapaciteit (STEG) in 2030 kan niet zo positief worden weergegeven, voor zover deze volgt uit scenario's die niet representatief zouden kunnen zijn voor toekomstige trends, rekening houdend met de beperkte aard van onderliggende hypothesen (bv. een beperkte evaluatie van de *demand response*, waarbij geen rekening wordt gehouden met de mogelijke levensduurverlenging van de 1,2 GW van thermische eenheden in 2025, terwijl de aangekondigde prijzen de operatie mogelijk maken, beperking van de capaciteit die beschikbaar is voor invoer via LOLE > 1 uur, geen mogelijkheid tot opslag op lange termijn,...). In dat opzicht wordt gesteld dat "*A long term study like the present one does not aim to determine concrete figures for the next winters. Given the large number of uncertainties, the calculated values give an indication based on the assumptions taken for the studied time horizons.*" (zie pt. 4.1., pagina 78). Een besluit dat zegt dat "*Opting for a one-shot operation with targeted auction aiming for the substitution of closing capacities of at least 3,6 GW may be a promising solution that needs further elaboration in the short term*" (zie pt. 5.3, pagina 120), dient toch met enig voorbehoud benaderd te worden.

---

<sup>1</sup> Studie over de nood aan 'adequacy' en flexibiliteit in het belgische elektriciteitssysteem – periode 2017-2017, april en september 2016 (addendum), Elia



## 5.2. MILIEUDOELSTELLING

28. In het BC-scenario worden de milieudoelstellingen in 2050 niet gehaald en juist dit scenario wordt in de studie gebruikt om de behoefte aan nieuwe capaciteit op korte termijn vast te stellen.

29. Om ervoor te zorgen dat extra interconnectiecapaciteit de handelsbalans niet nadelig beïnvloedt, wordt in de studie bovendien aanbevolen een park van nieuwe STEG-eenheden uit te werken die kunnen exporteren terwijl piekeenheden (minder dure investering) de invoer zouden doen toenemen. Deze redenering die het mogelijk maakt om investeringen ten gunste van de transmissienetbeheerder te rechtvaardigen, leidt echter tot een toename van de emissies van de elektriciteitssector in België.

## 5.3. BETAALBAARHEIDSDOELSTELLING

### 5.3.1. Effect van aanvullende interconnecties

30. Het is belangrijk op te merken dat de conclusies uit de studie over de voordelen van STEG-eenheden gebaseerd zijn op belangrijke hypothesen, die waarschijnlijk niet zullen worden gerealiseerd. Investeren in STEG's is alleen zinvol als de G2C-variant juist blijkt te zijn en als België te allen tijde over de best presterende STEG's beschikt. Indien deze hypothesen niet worden gerealiseerd, zullen de bijkomende interconnectiecapaciteiten een dubbel negatief effect hebben: enerzijds zullen ze bijdragen tot het onevenwicht in de handelsbalans als gevolg van de invoer van elektriciteit uit steenkool, en anderzijds zullen ze de inkomsten van de STEG-eenheden in België doen dalen.

De impact van de nieuwe interconnecties zou dus veel ongunstiger kunnen zijn, met name wat de kosten voor de Belgische consument betreft.

31. Het aantal bedrijfsuren van thermische centrales (zie pt. 4.5.2, pagina 96) en het effect van nieuwe interconnecties op de handelsbalans en op het prijsverschil (zie figuur 113, pagina 107) zijn alleen geldig voor de meest efficiënte STEG-eenheden en voor een situatie waarin buurlanden hun energiemix niet aanpassen (hypothetisch bepaald op 25 % OCGT en 75 % STEG). Welnu:

- het is onmogelijk om in 2030 en 2040 over de meest efficiënte STEG-eenheden te beschikken (behalve wanneer we om de tien jaar ons thermische opwekkingspark vernieuwen, hetgeen extra kosten met zich mee zou brengen waarmee in de studie geen rekening is gehouden, of we ervan uitgaan dat er geen verdere technologische ontwikkeling zal plaatsvinden in de toekomst);
- het is weinig waarschijnlijk dat ook de buurlanden hun productiefaciliteiten niet zullen optimaliseren en hiervoor geen STEG's zullen bouwen, met als gevolg - zoals we ook konden vaststellen tijdens de *dash for gas* – het ontstaan van een *merit order* in de vorm van een lange horizontale lijn, waarbij STEG-eenheden tegelijkertijd op de markt komen en hevig met elkaar concurreren.

32. De studie bevestigt dat *“additional interconnection capacity is a must do for Belgium from an economic point of view”* en dat *“the welfare increase in Belgium is mainly driven by lower wholesale electricity prices”* (zie pag. 98). Deze vaststellingen kunnen echter slechts in zeer beperkte mate tegen 2030 bewaarheid worden (zie figuur 102). Bovendien kunnen zij slechts bewaarheid worden ten nadele van de inkomsten van productie-eenheden in België, in tegenstelling tot wat de studie anders stelt, tenzij kan worden aangenomen dat het inkomensverlies op de Belgische markt volledig zal worden gecompenseerd door de inkomsten uit de uitvoer. De benadering waarbij de annuïteit van de investeringen in de interconnecties wordt afgetrokken van de *market welfare gain*, volstaat niet voor

het trekken van dergelijke conclusies, met name omdat een lagere marktprijs volgens het model dat in de studie wordt voorgesteld, zou leiden tot een hoger niveau van subsidiëring van STEG-eenheden die aan de consumenten wordt aangerekend, een component van de totale kosten die niet in aanmerking wordt genomen door de *market welfare*.

Deze bevindingen moeten daarom sterk worden genuanceerd.

33. De aangekondigde bedrijfsuren houden rekening met de export van elektriciteit naar de buurlanden. Dit is een belangrijke optie die veronderstelt dat, naast de doelstelling om de bevoorradingszekerheid in België te handhaven, de overheid bereid is om de Belgische consumenten te voorzien van een ondersteuningsmechanisme dat ten goede komt aan de consumenten van de buurlanden.

### **5.3.2. Gevolgen van de verlenging van de levensduur van de nucleaire capaciteit**

34. Het is ook interessant om, in de lijn van de opmerkingen in punt 16, op te merken dat de in de studie beoogde uitbreiding van de nucleaire capaciteit met 2 GW de behoefte aan nieuwe capaciteit zou verminderen en 240 tot 550 miljoen euro per jaar zou besparen.

## **6. OPTIES VAN HET MARKET DESIGN**

35. Een van de belangrijkste conclusies van de studie is dat er op korte termijn een gerichte offerteaanvraag ("*targeted auction*") moet komen voor de installatie van nieuwe STEG's die vanaf 2025 in gebruik kunnen worden genomen. Volgens de studie is deze oplossing enerzijds noodzakelijk en anderzijds realistischer dan het opzetten van een mechanisme voor reële capaciteitsvergoeding (CRM), dat bijzonder moeilijk te implementeren is.

36. Zonder zich uit te spreken over de geschiktheid van een dergelijk mechanisme, formuleert de CREG de volgende opmerkingen.

37. Hoewel de studie stelt dat "*In the end the market shall determine the optimal mix between technologies*" (punt 3.3, pagina 72), kan dit niet worden geverifieerd met het type mechanisme dat wordt voorgesteld (gerichte offerteaanvraag). Een doelgericht mechanisme dat voorziet in een vergoeding op basis van een *contract for difference* is immers zeer moeilijk in te voeren voor een breed scala van productietechnologieën. Dit is een van de nadelen van dit mechanisme: het is enkel relatief eenvoudig om het in te stellen als de overheid het volume en type technologie bepaalt; de keuze van de technologie aan de markt overlaten, zou de facto het opzetten van een veralgemeend CRM kunnen impliceren.

38. De CREG heeft ook bedenkingen bij de vergelijking van het *welfareniveau* van de verschillende marktontwerpen (pt. 5.2.1., pag. 118). De CREG vraagt zich af wat de gevolgen zijn van de drie voorgestelde marktontwerpen (EOM, EOM + RS en EOM + CRM) in termen van *welfareniveau* en uiteindelijke impact op de rekening van de consument.

39. Bovendien heeft België onlangs al overwogen een gericht offerteaanvraagmechanisme op te zetten voor de bouw van nieuwe STEG-eenheden. In een voorlopige analyse van de offerteaanvraag had de Europese Commissie geconcludeerd dat deze niet verenigbaar was met de interne markt; de Commissie had kritiek geuit op het feit dat de offerteaanvraag alleen openstond voor nieuwe productie-eenheden en niet voor andere technologieën. Naar aanleiding van deze analyse is de bovengenoemde offerteaanvraag vastgesteld bij besluit van de minister van Energie.

40. De in de studie genoemde mogelijkheden om de invoering van een dergelijke gerichte offerteaanvraag opnieuw te rechtvaardigen (d. w. z. de dringende noodzaak om de nieuwe eenheden in 2025 in gebruik te nemen en het feit dat de offerteaanvraag tot doel zou hebben de nucleaire *base load*-eenheden te vervangen en derhalve de concurrentiepositie van de bestaande eenheden niet zou schaden) lijken in dit stadium van de analyse in het licht van de Europese regels inzake staatssteun niet voldoende ontwikkeld om een dergelijke oplossing te waarborgen. Het is dus een illusie te beweren dat de invoering van een gerichte subsidie geen effect zal hebben op de reeds op de markt gebrachte eenheden: hoewel deze eenheden kernreactoren met lagere marginale kosten zullen vervangen, kan niet worden uitgesloten dat zij soms het marktaandeel van bestaande eenheden kunnen veroveren vanwege hun grotere flexibiliteit ten opzichte van kernreactoren.

41. Bovendien merkt de CREG volgende punten op:

- de studie spreekt zich niet uit over de mogelijke deelname van eenheden die zich in het buitenland bevinden;
- er wordt niet gespecificeerd of de financiering van de Coe 3-eenheid die in het RES-scenario wordt overwogen, ook onder een dergelijk mechanisme valt;
- in de studie wordt niet gespecificeerd of de strategische reserve al dan niet zou worden gehandhaafd. Bij ontstentenis daarvan zouden sommige eenheden de markt kunnen verlaten lang voordat nieuwe investeringen worden gedaan;
- Gezien het beperkte aantal bekende investeringsprojecten is het onwaarschijnlijk dat concurrentie tussen offertes tot aantrekkelijke prijzen zal leiden (behalve wanneer er mogelijkheden komen voor andere soorten capaciteit).

42. Deze analyse moet daarom worden verdiept en waar nodig worden getoetst aan de besluiten van het huidige onderzoek naar capaciteitsmechanismen dat door de FOD Economie is geïnitieerd.

## **7. ALGEMEEN BESLUIT**

43. In het algemeen is het noodzakelijk om rekening te houden met de hypothesen die aan de modellering ten grondslag liggen en met de algemene beperkingen van het onderzoek om de resultaten op hun basis te contextualiseren en hen te toetsen aan de complexere realiteit van de energiemarkt. Beperkingen, met name in termen van de gestelde hypothesen, kunnen de resultaten aanzienlijk beïnvloeden en dus het proces van facilitering van de beslissingsvorming beïnvloeden.

44. De voorgestelde scenario's zijn verre van de enige scenario's die mogelijk zijn, en aangezien zij gebaseerd zijn op een convergentie van het energiebeleid op EU-niveau, wijken zij zeer waarschijnlijk af van de toekomstige realiteit. De CREG is van mening dat de constructie van een tussenscenario tussen de DEC- en RES-scenario's, samen met gevoeligheidsanalyses voor elk van de geïdentificeerde parameters (of groep parameters in geval van significante correlatie), het mogelijk zou maken om dichter bij de werkelijkheid te komen en een beter inzicht te krijgen in de respectieve effecten van de onderzochte parameters op de Belgische resultaten.

45. Hoewel de prognoses een zeer lange periode beslaan, zijn ze alleen gebaseerd op huidige en vroegere referenties. Deze op het eerste gezicht voorzichtige aanpak brengt risico's op lange termijn met zich mee, aangezien de voorgestelde oplossingen bedoeld zijn om een kortetermijnprobleem op te lossen (nucleaire uitstap) in plaats van innovatieve oplossingen te ontwikkelen die aansluiten op toekomstige marktontwikkelingen. Als deze kortetermijnoplossingen echter worden aangenomen,

zouden ze tot 2050 zwaar wegen op het energiebeleid van het land. De vraag of, enerzijds, de gebruikte methodologie, gebaseerd op *story lines* en een combinatie van hypothesen, en, anderzijds, de precisie van de kortetermijnacties die in de studie worden gesuggereerd (offerteaanvraag op zeer korte termijn voor 3,6 GW van STEG-eenheden) op elkaar zijn afgestemd, blijft dan ook volledig open. In ieder geval kan een beslissing waarbij België zich verbindt op een termijn van 25 jaar niet alleen op basis van deze studie worden genomen, temeer daar niet alle resultaten van de simulaties worden verstrekt.

46. De behoefte aan gecentraliseerde thermische capaciteit is gebaseerd op hypothesen die kritisch moeten worden onderzocht om met name over- en onderwaardering van de behoeften te voorkomen, met name:

- het gebrek aan opslagtechnologieën op lange termijn;
- de onderschatting van het potentieel van de *Demand Response*;
- het niet in aanmerking nemen van de verlenging van de levensduur van de 3 thermische eenheden, die in 2025 25 jaar oud zullen zijn;
- de keuze van de criteria LOLE >1h.

47. De studie onderschat de financiële gevolgen van de aanbevolen oplossingen voor de collectiviteit en bijgevolg ook de negatieve gevolgen ervan voor de factuur van de eindverbruiker. Ook bijkomende interconnecties zullen waarschijnlijk een negatief effect hebben op een verouderend Belgisch thermisch energieopwekkingspark.

48. De studie wordt uitgevoerd door een niet-neutrale marktdeelnemer die meer belang zou kunnen hebben bij het in evenwicht houden van zijn netwerk en zijn RAB (*regulated asset base*) dan bij milieudoelstellingen (die niet in alle scenario's lijken te worden bereikt) en financiële aspecten.


Wat dit laatste aspect betreft, kunnen met name de volgende elementen worden genoemd:

- de kostenanalyse is onvolledig omdat er geen rekening wordt gehouden met de financiële gevolgen van de verschillende scenario's voor de distributienetwerken en voor een deel van de investeringen die door de eindgebruikers, ongeacht hun omvang, moeten worden gedaan;
- de studie geeft het betaalbaarheids criterium een restrictieve betekenis die uitsluitend gebaseerd is op concurrentievermogen (en dit alleen op prijsverschillen tussen groothandelsmarkten) en houdt geen rekening met de totale kosten van de verschillende scenario's voor de eindgebruiker (met name residentiële, zelfstandigen en kmo's). Concurrentievermogen is uiteraard belangrijk, maar het zou goed zijn om een duidelijk onderscheid te maken tussen concurrentievermogen, de uiteindelijke kosten voor de Belgische consument en het algemene welzijn;
- Naast deze beperkingen worden de indicatieve *welfare* waarden slechts voor twee specifieke jaren gegeven, en stellen ze ons daarom niet in staat om hun dynamische evolutie in de loop van de tijd te bepalen. Het lijkt ongepast om de ideale mix af te leiden uit een analyse van de kloof tussen de annuïteit van de investering en de *market welfare* over twee specifieke jaren. Een degelijke kosten-batenanalyse is nodig om de kosten voor de eindgebruiker te kunnen beoordelen;
- de inkomsten van elke eenheid worden nog steeds onderschat in de modellering, waarbij geen rekening wordt gehouden met de extra inkomsten uit, bijvoorbeeld, ondersteunende diensten, subsidies en optimalisatie tussen korte- en langetermijnmarkten.

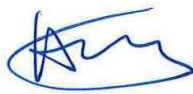
49. Het voorgestelde offerteaanvraagmechanisme is in het verleden door de Europese Commissie verworpen omdat het onverenigbaar is met de EU-mededingingsregels. De analyse moet daarom worden verdiept en waar nodig worden getoetst aan de besluiten van het huidige onderzoek naar capaciteitsmechanismen dat door de FOD Economie is geïnitieerd.

\*\*\*\*

Voor de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas:



Laurent JACQUET  
Directeur



Andreas TIREZ  
Directeur



Marie-Pierre FAUCONNIER  
Voorzitster van het Directiecomité