



Ecopower cvba
Posthoflei 3 bus 3
B2600 Berchem
Tom Willems
19 februari 2016

Nederlands
NL

KLACHT BIJ DE EUROPESE COMMISSIE, DIRECTORAAT GENERAAL CONCURRENTIE
Betreffende: onrechtmatige staatssteun aan de eigenaars van de kerncentrales van Tihange en Doel, verstrekt door de federale staat van België, in de overeenkomsten en de wetgeving m.b.t. de levensduurverlenging van de kerncentrales Tihange 1 en Doel 1 en 2.

ANNEX 1: NOTA STAATSSTEUN KERNENERGIE

INHOUD

I.	LIJST VAN AFKORTINGEN EN BEGRIPPEN	2
II.	BESCHRIJVING VAN DE SITUATIE OP DE BELGISCHE ELEKTRICITEITSMARKT	4
III.	DE TE BESTRIJDEN BESLISSINGEN	17
IV.	ONGEOORLOOFDE STAATSSTEUN	26
V.	INSCHATTING VAN HET VOORDEEL VOOR DE EIGENAAR VAN DE KERNCENTRALES	38
VI.	STRIJDIGHEID MET ANDERE EUROPESE REGELGEVING	40

I. LIJST VAN AFKORTINGEN EN BEGRIPPEN

- **BRP:** Balancing Responsible Party of evenwichtsverantwoordelijke
- **CREG:** Commissie voor de Regulering van Elektriciteit en Gas, de regulator van de Belgische elektriciteits- en gasmarkt
- **Conventie D1&D2:** de overeenkomst van 30 november 2015 betreffende de heropstart van D1, de levensduurverlenging van D1 en D2 met 10 jaar en de regeling van de repartitiebijdrage voor D3, D4, T2 en T3, tussen enerzijds de Belgische Staat (onder de federale regering Michel I), en anderzijds de eigenaar van D1 en D2, namelijk Electrabel NV, en haar moederbedrijf Engie SA
- **Conventie T1:** de overeenkomst van 12 maart 2014 betreffende de levensduurverlenging van T1 met 10 jaar tussen enerzijds de Belgische Staat (onder de federale regering Di Rupo I), en anderzijds de eigenaars van T1, namelijk Electrabel NV en EDF Belgium NV, en hun respectievelijke moederbedrijven, namelijk GDF Suez SA (ondertussen omgedoopt tot Engie SA) en Electricité De France SA
- **Conventies:** de Conventie T1 en de Conventie D&D2 samen
- **DAEB:** Diensten van Algemeen Economisch Belang
- **D1:** kernreactor Doel 1, voor 100% in eigendom van Electrabel NV
- **D2:** kernreactor Doel 2, voor 100% in eigendom van Electrabel NV
- **D3:** kernreactor Doel 3, voor 90% in eigendom van Electrabel NV en voor 10 % in eigendom van EDF Luminus NV
- **D4:** kernreactor Doel 4, voor 90% in eigendom van Electrabel NV en voor 10% in eigendom van EDF Luminus NV
- **Elektriciteitswet:** de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt
- **EOM:** Energy Only Market
- **ETS:** Emission Trading Systeem of het Europees systeem van verhandelbare CO₂ emissierechten
- **HE:** hernieuwbare energie
- **HEB:** hernieuwbare energie bronnen
- **HHI:** Herfindahl-Hirschan-Index voor marktconcentratie
- **IRR:** Internal Rate of Return (interne rentevoet van een investering)
- **STEG-centrale:** stoom en gas centrale: centrale waarbij zowel een gasturbine als een stoomturbine wordt aangedreven
- **SR:** Strategische Reserve
- **T1:** kernreactor Tihange 1, voor 50% in eigendom van Electrabel NV en voor 50% in eigendom van EDF Luminus NV
- **T2:** kernreactor Tihange 2, voor 90% in eigendom van Electrabel NV en voor 10% in eigendom van EDF Luminus NV

- **T3:** kernreactor Tihange 3, voor 90% in eigendom van Electrabel NV en voor 10% in eigendom van EDF Luminus NV
- **VWEU:** Verdrag betreffende de Werking van de Europese Unie
- **Wet betreffende kernprovisies:** de wet van 11 april 2003, betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales
- **Wet op de kernuitstap:** de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie

II. BESCHRIJVING VAN DE SITATIE OP DE BELGISCHE ELEKTRICITEITSMARKT

- België bezit 7 kerncentrales verdeeld over twee sites, Doel en Tihange, met een totale productiecapaciteit van 5.926 MW. In Doel staan 4 nucleaire eenheden: D1, D2, D3 en D4. In Tihange staan 3 nucleaire eenheden: T1, T2 en T3. Electrabel is wettelijk erkend als de exploitant van deze centrales. Bij de vrijmaking van de Belgische elektriciteitsmarkt werd afgesproken om EDF en SPE aandelen te geven in nucleaire productie-installaties. Later fuseerden EDF en SPE tot EDF Belgium, dat zelf later werd omgedoopt tot EDF Luminus. EDF Luminus heeft momenteel een participatie van 15,2 % in het nucleaire productiepark. Sinds november 2009 bezit E.ON trekkingsrechten (*drawing rights swap*) in de capaciteit van de nucleaire centrales, maar deze overeenkomst is einde 2015 volledig vervallen.

Nucleaire centrales	Vermogen (MW)	Aandeel Electrabel (2010-2015)	Aandeel EDF (2010-2015)	Aandeel E.ON (2010-2015)	Oorspronkelijk voorziene sluiting volgens wet 2003	Levensduurverlening van oudste centrales
D1	433	61,7%		38,3%	15/02/2015	15/02/2025
D2	433	61,7%		38,3%	01/12/2015	01/12/2025
D3	1006	89,8%	10,2%		01/10/2022	
D4	1038	89,8%	10,2%		01/07/2025	
T1	962	30,9%	50,0%	19,1%	01/10/2015	01/10/2025
T2	1008	89,9%	10,2%		01/02/2023	
T3	1046	89,9%	10,2%		01/09/2025	
Totaal (2010-2015)	5926 MW 100%	4512 MW 76,1%	899 MW 15,2%	515 MW 8,7%		
Totaal vanaf 2016	5926 MW 100%	5027 MW 84,8%	899 MW 15,2%	0 MW 0%		

Tabel 1: overzicht nucleaire productiecapaciteit

- In de wet van 31 januari 2003 houdende de geleidelijke uitstap uit kernenergie voor industriële elektriciteitsproductie (hierna “de wet op de kernuitstap”) was voorzien dat de nucleaire installaties gedesactiveerd zouden worden na 40 jaar exploitatie. De oorspronkelijk voorziene sluitingen staan in bovenstaande tabel vernoemd. De wet op de kernuitstap werd een eerste maal aangepast op 18 december 2013 om de exploitatieduur van T1 met 10 jaar te verlengen en een tweede maal op 28 juni 2015 om de

exploitatieperiode van D1 en D2 met 10 jaar te verlengen. Ten gevolge van deze wetswijzigingen en het feit dat het akkoord tussen Electrabel en E.ON over de trekkingsrechten in 2015 eindigde, **beschikt Electrabel in 2016 over 5027 MW nucleaire base load capaciteit.**

	vóór 22/02/09				22/02/09 - 5/11/09			na 5/11/2009		
centrale	MW	ELB	EdF	SPE	ELB	EdF	SPE	ELB	EdF+SPE	E.ON
totaal %		89%	8%	3%	85%	8%	7%	77%	15%	8%
totaal MW	5.927	5.282	481	164	5.028	481	418	4.536	891	500

Bron:CREG

Tabel 2: verloop van aandeel in nucleaire productiecapaciteit voor Electrabel, EDF en E.ON (bron: CREG, Studie (F)130530-CDC-1247, pag. 10)

3. In 2014 bedroeg de productiecapaciteit van het kernpark ongeveer 40% van de totaal geïnstalleerde productiecapaciteit in de Elia-regelzone¹. **Vermits nucleaire base load niet regelbaar is en een lage variabele kost heeft, krijgt ze de facto voorrang op het net**, en halen de kerncentrales (voor zover er geen accidenten zijn die leiden tot stilstand) een hoog aantal vollasturen. Daardoor bedroeg het aandeel kernenergie in de totale elektriciteitsproductie binnen de Elia-regelzone de laatste jaren ca. 55%.

Brandstoftype	Geproduceerde energie (TWh)								Marktaandeel (%)							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Nucleair	45,9	43,4	45,0	45,7	45,9	38,5	40,6	32,1	56%	56%	53%	53%	57%	54%	58%	54%
Aardgas	25,0	23,0	29,8	30,0	23,5	21,3	17,6	16,3	30%	30%	35%	35%	29%	30%	25%	27%
Steenkool	7,6	6,9	6,4	5,2	4,5	5,1	4,3	3,2	9%	9%	7%	6%	6%	7%	6%	5%
Pompcentrales	1,3	1,3	1,4	1,4	1,2	1,3	1,3	1,2	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
Windenergie	0,0	0,0	0,2	0,3	0,9	1,1	1,8	2,5	0%	0%	0%	0%	1%	2%	3%	4%
Andere hernieuwbare b	1,6	1,8	1,8	2,1	2,2	2,3	2,6	2,4	2%	2%	2%	2%	3%	3%	4%	4%
Andere	1,1	1,1	1,0	1,8	1,8	1,9	2,1	2,0	1%	1%	1%	2%	2%	3%	3%	3%
Totaal	82,6	77,4	85,5	86,5	80,1	71,5	70,3	59,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabel 5: Marktaandelen van de geproduceerde energie per type brandstof
Bronnen: Elia, CREG

Tabel 3: marktaandeel per type brandstof (bron: CREG, studie (F)150604-CDC-1411, pag. 19)

4. Engie-Electrabel bezit behalve nucleaire centrales ook nog andere productiecapaciteit voor elektriciteitsopwekking in België en de omliggende landen. In 2008 was nog 85% van de productiecapaciteit in België in handen van Electrabel. Dat aandeel verminderde tot 66%, maar zal door het vervallen van 512 MW trekkingsrechten voor E.ON, opnieuw stijgen tot ca. 70% van de geïnstalleerde productiecapaciteit. De marktdominantie van Electrabel komt nog sterker tot uiting wanneer we kijken naar de geproduceerde energie. De mate van marktconcentratie wordt uitgedrukt door

¹ CREG, studie (F)150604-CDC-1411 over de werking van de prijsevolutie op de Belgische groothandelsmarkt voor elektriciteit – monitoringsrapport 2014.

de Herfindahl-Hirschman-index². Na een lichte daling tot 4750 punten, zal de HHI in 2016 allicht opnieuw stijgen tot boven de 5000 punten. Daarmee beschikt België over een zeer sterk geconcentreerde elektriciteitsmarkt. Dit betekent dat Electrabel een grote marktmacht heeft op de groothandelsmarkt en de afgeleide markten voor elektriciteit en in staat is de prijzen te beïnvloeden. Volgens het mededingingsrecht mag Electrabel geen misbruik maken van haar machtspositie, maar dit is *ex post* niet altijd gemakkelijk na te trekken o.a. omdat een groot deel van de productie doorverkocht wordt aan het filiaal Electrabel Customers Solutions (ECS). Door deze grote marktmacht bij één speler worden nieuwe investeerders afgeschrokken om de Belgische elektriciteitsmarkt te betreden. Dit leidt er onder andere toe dat er weinig liquiditeit is op de Belgische *forward* markt, Endex. De indienende partij doet voor zijn leveringsactiviteiten ook beroep op de Belgische elektriciteitsbeurzen en wordt zo (indirect) benadeeld door de nog sterkere marktconcentratie op de Belgische elektriciteitsmarkt.

	Geproduceerde energie (TWh)								Marktaandeel (%)							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Electrabel	71,2	65,8	69,4	62,4	58,0	49,8	48,9	39,8	86%	85%	81%	72%	72%	70%	69%	67%
EDF-Luminus	9,3	9,4	12,2	12,2	9,3	8,5	8,8	7,8	11%	12%	14%	14%	12%	12%	13%	13%
Eneltrade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,3	1,4	0,7	0%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	1%
E.ON	0,0	0,0	1,3	8,8	8,5	7,8	6,9	6,3	0%	0%	2%	10%	11%	11%	10%	11%
Andere (<2%)	2,1	2,2	2,6	3,0	4,3	4,1	4,4	5,0	3%	3%	3%	3%	5%	6%	6%	8%
Totaal	82,6	77,4	85,5	86,5	80,1	71,5	70,3	59,6	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
HHI	7.570	7.370	6.800	5.520	5.490	5.120	5.090	4.750								

Tabel 7: Aandelen in de groothandelsmarkt van de marktspelers in de geproduceerde energie
Bronnen: Elia, CREG

Tabel 4: marktaandeel per marktspeler (bron: CREG Studie (F)150604-CDC-1411, pag. 22)

- Behalve marktmacht beschikt de gevestigde kernexploitant nog over een bijkomend voordeel ten opzichte van potentiële concurrenten: afgeschreven centrales. In de periode voor de vrijmaking van de markt, werd beslist de kerncentrales af te schrijven over een periode van 20 jaar. Daardoor waren D1, D2, D3, T1 en T2 al afgeschreven bij de vrijmaking van de Belgische elektriciteitsmarkt in 2003 en werden D4 en T4 twee jaar later volledig afgeschreven. De hoge afschrijvingskost voor de nucleaire eenheden werd in de captieve markt betaald via bijdragen van de consumenten. Vermits kerncentrales en zeer een hoge investeringskost en een lage variabele kost (kernbrandstof en onderhoud) hebben, bevinden ze zich vooraan op de *merit order* en kunnen ze genieten van een grote productiestabiliteit (dit is technisch ook nodig omdat de kerncentrales niet-flexibele *base load* leveren). Op een vrijgemaakte markt wordt de elektriciteitsprijs echter bepaald door de variabele productiekost van de laatst ingezette centrale. Op vele tijdstippen is dit een STEG-centrale of een steenkoolcentrale, waarvan de variabele kosten een stuk hoger zijn dan die van een kerncentrale. Daardoor kunnen de kernexploitanten in een vrijgemaakte markt

² Deze index telt het kwadraat van de marktaandelen van de marktspelers op. Een HHI onder 1.500 betekent een ongeconcentreerde markt. Een HHI tussen 1.500-2.500 betekent een behoorlijk geconcentreerde markt. Een index boven 2.500 betekent een zeer geconcentreerde markt

genieten van een buitgewoon voordeel: de nucleaire rente. In een goed functionerende markt zou een rente aanleiding geven tot het aantrekken van nieuwe spelers, zodat deze rente dan snel zou verdwijnen. Maar de wet op de kernuitstap (art.3) verbiedt de bouw van nieuwe kerncentrales. Door deze omstandigheden **vormt de nucleaire rente een exclusief en blijvend voordeel voor de kernexploitant dat de goede marktwerking verstoort**. Om deze tekortkoming op de vrijgemaakte elektriciteitsmarkt te corrigeren kan de federale overheid openbare dienstverplichtingen opleggen. Daarom werd de wet van 11 april 2003, betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales (hierna “wet betreffende kernprovisies”) gewijzigd, waardoor de kernprovisievennootschap Synatom de openbare dienstverplichting kreeg om een repartitiebijdrage te innen bij de kernexploitanten. Voor de jaren 2008, 2009, en 2010 legt deze wet een repartitiebijdrage van 250 miljoen euro vast. De nucleaire rente werd echter door de CREG veel hoger ingeschat, nl. 1,75 à 1,95 miljard euro in 2007, en ca. 1,5; 2,4 en 1,3 miljard euro in respectievelijk 2008, 2009 en 2010³. Daarom besliste de regering om de repartitiebijdrage vanaf 2011 op te trekken tot ca. 550 miljoen euro/jaar voor de 7 kerncentrales samen. De repartitiebijdrage werd wel lineair herrekend voor de onvoorziene stilstanden van D3, D4 en T2. De repartitiebijdrage is aftrekbaar van de belastbare winst, waardoor de extra inkomsten voor de federale staat eigenlijk maar 66% bedragen van de repartitiebijdrage. De inkomsten uit de repartitiebijdrage worden gebruikt om maatregelen van de federale energiepolitiek te financieren.

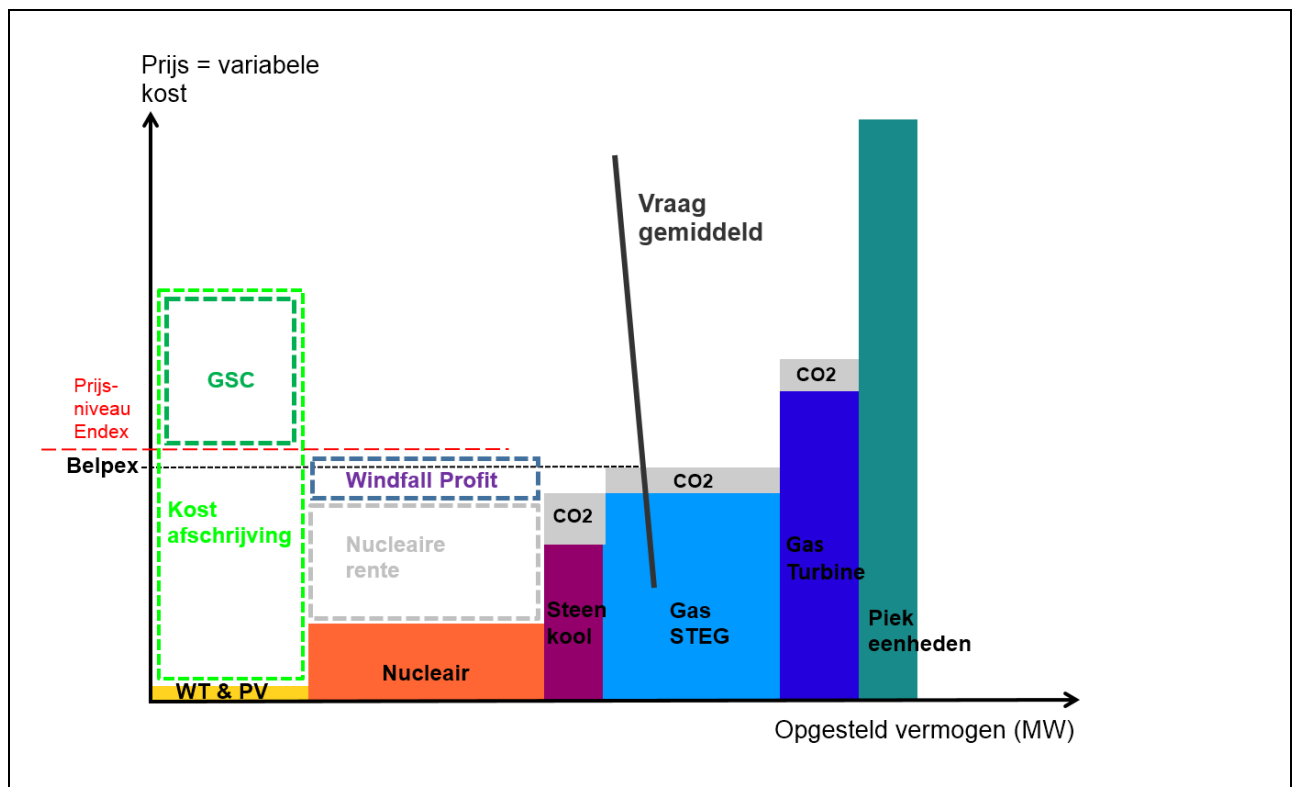
6. In 2015 maakte de CREG een herberekening van de nucleaire rente in 2014⁴. De groothandelsprijzen voor elektriciteit kenden immers een daling en de bezettingsgraad van het nucleaire productiepark was door de stilstand van D3, D4 en T2 gedaald tot 61,83 %, terwijl de vaste kosten dezelfde gebleven waren, aldus de CREG. Bovendien wordt in deze studie een extra kost in rekening gebracht die rekening houdt met het risico voor het uitvallen van één grote nucleaire centrale (criterium N-1). Daarvoor wordt een tertiaire reserve aangehouden. Dit risico wordt echter gedragen door de Balancing Responsible Party (BRP) die nucleaire eenheden in zijn portefeuille heeft (Electrabel treedt zelf ook op als BRP). Nochtans wordt de vergoeding voor het aanhouden van de tertiaire reserve verrekend in de Elia-tarieven en beschikt Electrabel zelf over meerdere productie-eenheden die (mits vergoeding) kunnen worden opgenomen in de tertiaire reserve. Het is bijgevolg betwistbaar om voor de kernexploitanten een meerkost aan te rekenen voor het aanhouden van de tertiaire reserve. We hebben ook geen zicht op de grootte van deze kostenpost, vermits het over “vertrouwelijke informatie” gaat, waardoor deze niet expliciet vermeld wordt in de aangehaalde CREG studie (F1407). Door bovenstaande redenen wordt de nucleaire rente van het nucleaire

³Zie presentatie van de CREG in de Commissie Bedrijfsleven van De Kamer op 4 mei 2011 (pag. 169)
<http://www.dekamer.be/FLWB/pdf/53/1543/53K1543001.pdf>

⁴ Zie Studie (F)150312-CDC-1407 over een update van de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie door de nucleaire centrales in België, de economische waardering van nucleaire elektriciteitsproductie en een raming van de winsten uit deze activiteiten: <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1407NL.pdf>

productiepark voor het jaar 2014 slechts op 435 miljoen euro ingeschat. Deze studie vormt de basis om de repartitiebijdrage de komende jaren fors te verminderen tot 38% van de winstmarge, met een minimum van 150 miljoen euro voor de periode 2017-2019. Daardoor zullen de kernexploitanten ook de komende 10 jaar blijven beschikken over het exclusieve voordeel van een royale nucleaire rente, waardoor ze met hun kerncentrales een buitenproportioneel hoog rendement kunnen halen. De betwiste staatssteun houdt om deze redenen een concurrentienadeel in voor de indienende partij.

7. Bij de berekening van de nucleaire rente kijkt de CREG naar de winstmarge van de nucleaire eenheden, zonder een onderscheid te maken met de *windfall profits* die het gevolg zijn van het in rekening brengen van een CO₂-kost. We maken dat onderscheid in deze nota wel, omdat we verwachten dat in uitvoering van een ambitieuzer klimaatbeleid de CO₂-prijzen de komende 10 jaar zullen stijgen, waardoor de winstmarge van CO₂-neutrale productie-eenheden potentieel zal toenemen (ook de Europese Commissie rekent in de scenario's van haar *Energy Roadmap 2050* met stijgende CO₂- en elektriciteitsprijzen)



Figuur 1: schematische voorstelling van de meritorder

Voor hernieuwbare energie bronnen wordt het effect van een stijgende elektriciteitsprijs door een hogere CO₂-kost direct gecompenseerd door een daling van de ondersteuning voor de groene stroom productie⁵. Maar voor kernenergie bestaat een dergelijk correctiemechanisme niet. Wanneer ca. 1/3 van de winstmarge afgeroomd wordt via de repartitiebijdrage, dan zal ca. 2/3 van

⁵ in Vlaanderen wordt de zogenaamde *Banding Factor* automatisch aangepast bij een stijging van de elektriciteitsprijs, waardoor de HE-installaties minder groene stroom certificaten krijgen

het extra voordeel van de stijgende CO₂-prijs als een *windfall profit* in handen komen van de kernexploitant. De conventies houden bijgevolg een concurrentienadeel in voor investeerders in HE.

8. Na het ontdekken van duizenden scheurtjes in wand van de reactorkuip van D3 en T2, werden deze kerncentrales voor een eerste keer stilgelegd van 5/8/2012 tot 7/6/2013. Naar aanleiding van deze bijkomende onzekerheid keurde de regering Di Rupo I op 5/7/2013 het ‘plan Wathelet’ goed, dat voorzag in de versterking van de interconnecties, de aanleg van een Strategische Reserve (hierna “SR”) en de levensduurverlenging van T1 met 10 jaar. Daarvoor werd de wet op de kernuitstap gewijzigd op 18/12/2013, waarbij het artikel 9 geschrapt werd. In artikel 9 stond oorspronkelijk vermeld dat enkel onder de voorwaarde van een bedreiging van de bevoorradingszekerheid, en na advies van de CREG, een tijdelijke levensduurverlenging van een nucleaire centrale mogelijk zou zijn. Het artikel 9 maakte het nog mogelijk om de levensduurverlenging te beperken totdat het probleem van de bevoorradingszekerheid opgelost zou zijn, totdat er nieuwe productie- of importcapaciteit voorhanden zou zijn. Het schrappen van artikel 9 maakte het dus mogelijk om voor T1 een levensduurverlenging van maar liefst 10 jaar te regelen, zonder een grondige verantwoording te moeten afleggen voor de noodzakelijkheid daarvan om de bevoorradingszekerheid te waarborgen voor zo een lange periode.
9. Bijkomend onderzoek in de reactorkuip van D3 en T2 wees op nieuwe problemen (meer en grotere scheurtjes) waardoor D3 en T2 opnieuw werden stilgelegd vanaf 25/3/2014. Pas na lang en betwistbaar⁶ onderzoek kwam er uiteindelijk een positief advies van het FANC (15/11/2015) en konden D3 en T2 opnieuw opgestart worden op 14/12/2015. Ook D4 lag van 6/8/2014 tot 19/12/2014 buiten strijd ten gevolge van een sabotageactiviteit die de turbine beschadigde. Bovendien brak op 30/11/2014 een brand uit in een hoogspanningsstation op de site van T3, waardoor ook deze centrale enkele dagen werd stilgelegd. Daardoor werd België in de winter van 2014-2015 sterk afhankelijk van de import van elektriciteit. Om mogelijke bevoorradingsproblemen te voorkomen werd de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt (hierna “de elektriciteitswet”) aangepast door de wet van 24 maart 2014, waarbij de SR werd ingevoerd. De wet is erop gericht om een aantal productie-eenheden wiens uitdienstname al eerder aangekondigd werd, toch nog voor de komende winter beschikbaar te houden. De SR werd ook opengesteld voor maatregelen inzake vraagreductie. Het betreft dus een capaciteitsmechanisme, waarbij beschikbare capaciteit wordt vergoed, ook al wordt deze niet geactiveerd. De wet schrijft voor dat de netbeheerder Elia tegen 15 november van elk jaar een probabilistische analyse uitvoert met betrekking tot de staat van de bevoorradingszekerheid voor de komende winterperiode (van 1 november tot 30 maart van het volgende jaar) met een berekening van het

⁶ Er werd geoordeeld dat de scheurtjes waarschijnlijk al van bij de start aanwezig waren en nadien waarschijnlijk niet meer groeiden. Het ontdekken van grotere scheurtjes zou dus het gevolg van een verbeterde meettechniek. Niet alle experts waren het eens met die uitleg. Bovendien, moest men de scheurtjes bij het leveren van het reactorvat ontdekt hebben, dan zou dat 30 jaar geleden wel aanleiding gegeven hebben tot afkeuring, nu niet...

benodigde volume voor de SR. Deze bevoorradingszekerheidsstudie wordt overgedragen aan de Algemene Directie Energie en de federale minister bevoegd voor Energie, die uiteindelijk de beslissing neemt over het te contracteren volume aan SR. Voor 2014 werd een overgangsregeling ingesteld, zodat voor de winter 2014-2015 al een SR van 846,87 MW gecontracteerd werd (waarvan 750 MW productiecapaciteit en 96,7 MW inzetbare vraagbeheersing). Na de winter analyseerde de CREG (10/9/2015) in welke mate België verwijderd was van het aanspreken van de SR⁷ en concludeerde: “*Tijdens de winter 2014-2015, die gemiddeld normale temperaturen kende, evenwel zonder koudegolf, was zowel de markt in day ahead als in de reële tijd nog minstens 1000 MW verwijderd van een activatie van de strategische reserve. A fortiori was België nog zeer ver verwijderd van een afschakeling veroorzaakt door een probleem van bevoorradingszekerheid. Uit een analyse blijkt dat ook onder extreme omstandigheden er wellicht geen activatie van de strategische reserve nodig zou geweest zijn.*” Ook de marktspelers konden vrij snel voldoende productie- of vraagcapaciteit reserveren voor de winter 2014-2015 waardoor de prijzen op de Endex na het plotse stilleggen van D4, vrij snel terug convergeerden naar het oorspronkelijke niveau. Met andere woorden, **zelfs bij de langdurige onbeschikbaarheid van ca. 3000 MW nucleaire capaciteit tijdens de winterperiode, viel er geen probleem van bevoorradingszekerheid te verwachten in 2014-2015. Toch werd onder het mom van problemen inzake bevoorradingszekerheid (de onzekerheid over de scheurtjescentrales D3 en T2 was in het parlementair debat een doorslaggevend element) beslist om de wet op de kernuitstap op 28/6/2015 aan te passen, zodat D1 en D2 10 jaar langer open konden blijven. Alternatieve pistes werden nauwelijks onderzocht, zoals bijvoorbeeld de mogelijkheid om vrij snel 1000 MW extra importcapaciteit te voorzien vanuit Nederland⁸, een potentieel dat juist vrij zou komen door het sluiten van D1 en D2.**

10. De wet van 28/6/2015 tot wijziging van de wet op de kernuitstap legt voorwaarden op aan de levensduurverlenging van D1 en D2, waaronder (1) de storting van een jaarlijkse vergoeding door de eigenaar van D1 en D2 en (2) de verbintenis dat *deze vergoeding alle andere heffingen ten voordele van de federale staat uitsluit (met uitzondering van de belastingen van algemene toepassing) die verbonden zouden zijn aan de eigendom of de exploitatie van de kerncentrales D1 en D2, aan de inkomsten, productie of productiecapaciteit van deze centrales of aan het gebruik van de kernbrandstof door deze centrales.* Maar de wetswijziging stipuleert ook dat over (1) de berekeningswijze van deze vergoeding en over (2) de schadeloosstelling in geval dat één van de partijen zijn verbintenis niet nakomt, nog een

⁷ Studie (F)150910-CDC-1454 over de strategische reserve en de marktwerking tijdens de winterperiode 2014-2015 <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1454NL.pdf> , conclusies op pag.48

⁸ Zie brief van ex-directeur van de CREG, Dominique Woitrin in: Belgische Kamer van volksvertegenwoordigers, 20 mei 2015, DOC 54 0967/003,WETSONTWERP houdende bepalingen inzake de bevoorradingszekerheid op het gebied van energie, verslag van de eerste lezing, pag. 354

overeenkomst moet afgesloten worden. Indien deze overeenkomst niet wordt afgesloten op uiterlijk 30 november 2015, dan vervroegt De Koning, bij een besluit vastgesteld na overleg in de ministerraad, de sluitingsdatum voor D1 en D2 tot 31 maart 2016. **De inhoud en uitvoering van de wet werd dus afhankelijk gemaakt van een bilaterale overeenkomst tussen de federale overheid en de eigenaar van D1 en D2, zonder dat het parlement zich daar op voorhand, met kennis van de inhoud, over kon uitspreken. Er was dus geen democratische controle *ex ante* mogelijk over het feit of deze regeling al dan niet concurrentievervalsing zou kunnen teweegbrengen op de Belgische en Europese elektriciteitsmarkt en of er hier sprake is van onwettige staatssteun, terwijl de federale regering zich ondertussen wel verbonden had met een privépartner die zich ingedeekt had door een regeling voor schadevergoeding.**

11. De wet van 28/6/2015 tot wijziging van de wet op de kernuitstap gaf de federale regering dus tijd tot 30/11/2015 om een beslissing te nemen over D1 en D2. De federale regering had dus nog de mogelijkheid om de bevoorradingszekerheidsstudie van Elia (13/11/2015) af te wachten, om te bestuderen of er inderdaad voor de komende winters een probleem van bevoorradingszekerheid zou zijn. Bovendien **besliste het FANC op 17/11/2015 dat de scheurtjescentrales D3 en T2 opnieuw mochten draaien. De bevoorradingszekerheidsstudie werd, zoals wettelijk geregeld, nog voor 15/11/2015 overhandigd aan de minister bevoegd voor Energie, maar werd pas op 2/12/2015 publiek bekendgemaakt⁹, dus na de ondertekening van de betreffende conventie tussen de federale regering en Engie-Electrabel.** De bevoorradingszekerheidsstudie van Elia vertrekt van een referentiescenario waarbij D1 en D2 tot 2015 operationeel blijven, maar waarbij D3 en T2 niet meer heropgestart zullen worden omwille van veiligheidsvereisten. De studie maakt evenwel ook sensitiviteitsanalyses voor de gevallen waarin D3 en T2 toch heropend worden of D1 en D2 toch gesloten zullen worden (zie figuur 2). Daaruit blijkt zeer duidelijk dat **bij de heropening van de scheurtjescentrales D3 en T2, samen met de sluiting van D1 en D2, er geen SR reserve nodig is voor de winter 2016-2017, en dat er dus door de sluiting van D1 en D2 geen bevoorradingszekerheidsproblemen te verwachten zijn.**

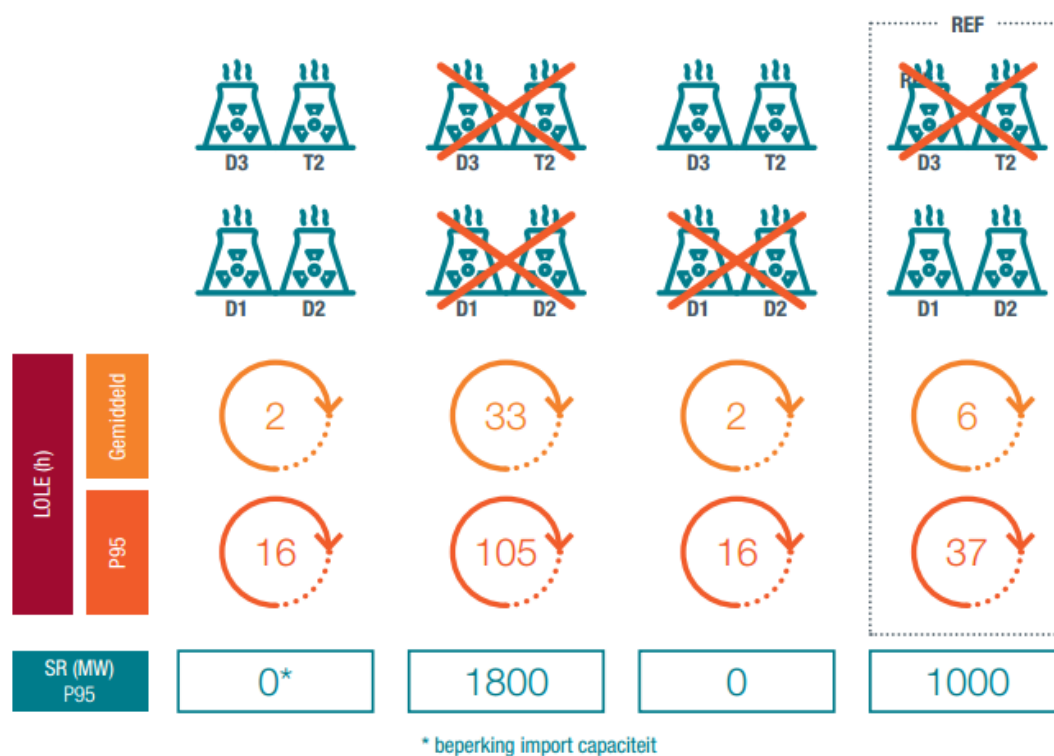
⁹ Zie: <http://www.elia.be/nl/over-elia/newsroom/news/2015/Bevoorradingszekerheidsstudie-voor-Belgie-Nood-aan-strategische-reserve-winter-2016-17>

Figuur 88 toont de impact op de LOLE cijfers voor de verschillende scenario's voor de nucleaire beschikbaarheid. De nood aan strategische reserve stijgt met 800 MW ten opzichte van het referentiescenario wanneer Doel 1 en Doel 2 niet beschikbaar zijn. Voor de sensitiviteiten waarbij Doel 3 en Tihange 2 ter beschikking zijn, is er geen nood aan strategische reserve:

- Voor de sensitiviteit waarbij Doel 3 en Tihange 2 ter beschikking zijn en Doel 1 en Doel 2 niet ter beschikking, is er 1148 MW meer capaciteit ter beschikking ten opzichte van het referentiescenario. Dit resulteert in een daling van de nood aan strategische reserve naar 0 MW.

- Voor de sensitiviteit waarbij het volledige nucleaire park ter beschikking is, is er geen nood aan strategische reserve. De LOLE cijfers zijn echter niet lager dan de sensitiviteit zonder Doel 1 en Doel 2. Dit is te verklaren door het feit dat in dit scenario enerzijds alle nucleaire eenheden in Doel ter beschikking zijn doch anderzijds dat een dergelijk productiescenario de importmogelijkheden via de noordgrens beperkt. Dergelijk productiescenario noodzaakt het realiseren van de tweede en de derde fase van het BRABO-project, bijkomend aan de eerste fase, om een verhoging van de interconnectiecapaciteit van de noordgrens met ongeveer 1000 MW te vrijwaren. Het is toeval dat de cijfers exact overeenkomen voor de 2 sensitiviteiten met Doel 3 en Tihange 2 ter beschikking.

SR 2016-17: SENSITIVITEIT NUCLEAIR PARK (FIG. 88)



Figuur 2: nood aan strategische reserve voor de winter 2016-17 afhankelijk van de beschikbaarheid van het nucleaire productiepark (Bron: Elia, 2015, Bevoorrandszekerheidsstudie voor België, pag. 69)

De studie maakt voor het referentiescenario (zonder D3 en T2) ook inschattingen van de nood aan SR voor de winters 2017-2018 en 2018-2019 en komt tot een maximaal volume van 1500 MW, wat in een scenario met de heropening van D3 en T2 en sluiting van D1 en D2 al grotendeels wordt ingevuld door de nucleaire capaciteit van D3 en T2. Elia vermeldt voorzichtigheidshalve wel dat *enkel tot 31 maart 2017 de cijfers geïnterpreteerd kunnen worden als een concrete behoefte aan strategische reserve. Na deze datum*

bestaat de mogelijkheid dat bijkomende centrales gesloten worden. Dit risico, evenals de mogelijkheid van bijkomende sluitingen in de buurlanden, zal de behoefte aan strategische reserve voor de daaropvolgende winters vanaf 2017 sterk beïnvloeden.

12. Samenvattend kunnen we dus concluderen dat er na de heropening van D3 en T2 niet meer kan gesproken worden van een acuut bevoorradingszekerheidsprobleem inzake elektriciteit in België wanneer D1 en D2 toch zouden sluiten. **Bovendien heeft het langer openhouden van D1 en D2 (866 MW) als resultaat dat er ca. 1000 MW minder kan ingevoerd worden vanuit Nederland, vanwege problemen met spanningsstabiliteit op het Elia net. Daardoor wordt de bevoorradingsbalans zelfs negatief beïnvloed door het langer open houden van D1 en D2. We komen dan ook tot de conclusie dat zelfs bij de sluiting van T1, D1 en D2 er geen onoverkomelijk probleem van bevoorradingszekerheid in België is. De grond om de wet op de kernuitstap tot tweemaal toe te wijzigen, zowel 18 december 2013 als op 28 juni 2015, komt hierdoor te vervallen.**
13. De CREG wees in studie 1422 (4/6/2015) al op het slechte investeringsklimaat voor installaties voor elektriciteitsproductie in België¹⁰: *“Afgezien van de onzekerheden met betrekking tot marktintegratie, doelstellingen op het gebied van hernieuwbare energie, energie-efficiëntie, opslag, enz., is het duidelijk dat de onzekerheden rond de kerncentrales D 3, T2, D1 en D2, evenals het vooruitzicht van een mogelijke verlenging van kerneenheden na 2025, elke investeringsbeslissing in de weg staan. Deze onzekerheden moeten zo snel mogelijk worden weggenomen om een gunstig investeringsklimaat te scheppen”*. Nieuwkomers staan klaar om te investeren in de Belgische elektriciteitsmarkt, maar zullen dit pas doen wanneer er zekerheid is over het scenario van de kernuitstap. **Door de voortdurend gecreëerde onzekerheid over de kernuitstap en uiteindelijk ook doordat het regeerakkoord van 11/10/2014 de levensduurverlenging van D1 en D2 aankondigt, wordt het investeringsklimaat in nieuwe elektriciteitsproductie al bij voorbaat verslechterd. Men kan zich afvragen of er hier geen sprake is van *self fulfilling prophecy* veroorzaakt door een niet-standvastig beleid. In ieder geval worden marktactoren die de voorbije jaren geïnvesteerd hebben in alternatieve productiecapaciteit nu benadeeld door de levensduurverlenging van de drie oudste kerncentrales, omdat hun installaties allicht minder vollast uren zullen halen, wat hun rendabiliteit aantast.** Ook is het vertrouwen aangetast in het overheidsbeleid, namelijk dat de toekomstige regering zich zal houden aan de aangekondigde sluiting van het hele nucleaire productiepark in de periode 2022-2025, waardoor nieuwe investeerders weerom afgeschrikt worden.

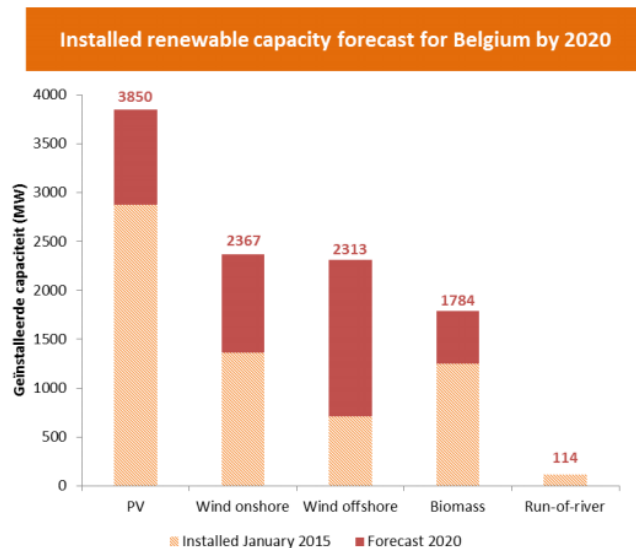
¹⁰ CREG STUDIE (F)150604-CDC-1422 over "de maatregelen die moeten worden genomen teneinde over voldoende conventionele productiemiddelen te beschikken om de bevoorradingszekerheid van elektriciteit van België te waarborgen" <http://www.creg.info/pdf/Studies/F1422NL.pdf> pag.8

14. Daarbij komt nog de ‘onbetrouwbaarheid’ inzake de bedrijfszekerheid van nucleaire installaties van meer dan 30/40 jaar oud. Het laatste jaar dienden verschillende kernreactoren immers regelmatig stilgelegd te worden door technische mankementen waaronder sabotage en brand, waardoor de kerncentrales ook moeten kunnen beschikken over een groot volume aan *back-up* capaciteit, waar de *Energie Only Market* (hierna “EOM”) niet voor zal zorgen vanwege de grote onzekerheid over het aantal vollasturen dat flexibele centrales zullen halen in een context waarbij er veel onzekere *base load* en intermitterende HE op het net geïnjecteerd wordt. Daarom wil de huidige minister bevoegd voor energie een grote SR aanleggen¹¹. We willen hierbij opmerken dat ook wind- en zonne-energie nood hebben aan back up capaciteit. **Maar omdat er een goede inschatting kan gemaakt worden van de jaarlijkse productie van de wind- en zonnestroom, kan er in een scenario met minder *base load* en meer voorspelbare HE, wel een betere inschatting gemaakt worden van de nodige flexibiliteit en het aantal draaiuren dat flexibele centrales jaarlijks zullen leveren, zodat de EOM dan een groter deel van de bevoorrading op zich kan nemen en de SR beperkt kan blijven.**
15. Concreet houdt de SR in dat conventionele centrales in eigendom blijven van de huidige eigenaars (voornamelijk Electrabel en EDF Luminus) maar dat de kost om ze *stand by* te houden wordt vergoed door Elia, die deze kost dan als een heffing doorrekent aan de eindklant. **Het aanleggen van een SR betekent dus een subsidie voor gascentrales. Het uitstel van de kernuitstap genereert dus een grotere subsidiestroom ten voordele van eigenaars van bestaande centrales. We kunnen ons afvragen of er ook hier geen sprake is van concurrentieverstorende staatssteun. Te meer omdat door de aanwezigheid van 6000 MW nucleaire *base load* er onnodig veel capaciteit aan de EOM onttrokken wordt: flexibele capaciteit die producenten van HE juist nodig hebben en in de toekomst nog veel meer nodig zullen hebben.**
16. **Omdat de grote verbruikers grotendeels vrijgesteld worden van bijkomende heffingen op elektriciteit, zullen de kleine afnemers deze meerkost moeten betalen via toeslagen op het tarief voor transmissie. De component in de energiefactuur waarop de marktwerking nog speelt wordt dan nog verder gereduceerd: deze bedraagt voor de laagspanningsklanten in België al minder dan 1/5 van de totale prijs. Ook in dit opzicht wordt de goede marktwerking verstoord, in het nadeel van voornamelijk de kleine en nieuwe spelers op de elektriciteitsmarkt.**
17. In uitvoering van de Europese klimaat- en energiedoelstellingen voor 2020 en 2030 zal er ook in België bijkomend geïnvesteerd moeten worden in hernieuwbare energie. Vermits de lastenverdeling van de klimaatdoelstellingen tussen de gewesten en de federale overheid slechts in december 2015 beslecht werd, is nog niet wettelijk vastgelegd hoeveel HE er in België gepland is tegen 2020. Op basis van de

¹¹ Zie persartikel in De Tijd, 31/12/2015, pag 15, Reddingsboei voor gascentrales, http://www.tijd.be/ondernemen/milieu_energie/Reddingsboei_voor_gascentrales.9715567-3088.art?ckc=1

gewestelijke en federale hernieuwbare energieplannen maakte Elia al een inschatting van de te realiseren productiecapaciteit aan HE tegen 2020¹².

Forecast for 2020* for wind and solar. Linear interpolation between today and 2020.



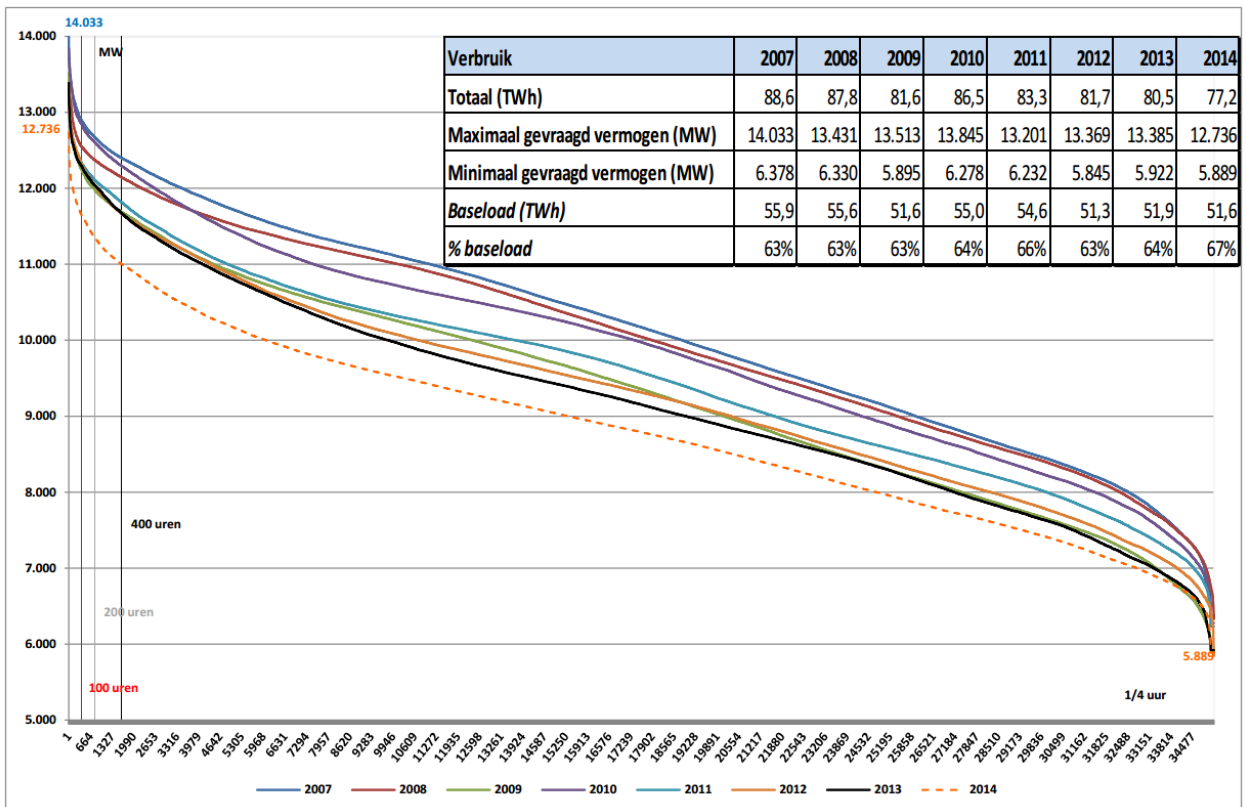
* Values for 2020 are based on forecasts made by each region of the country.

Figuur 3: voorspelling van te realiseren productiecapaciteit hernieuwbare energie in België tegen 2020 (bron: Elia)

Tegen 2020 zal er dus ca. 10.428 MW HE aangesloten zijn op de Belgische transmissie- of distributienetten. **Dit betekent dat boven de 6000 MW aan nucleaire *base load* er op zonnige en/of winderige dagen regelmatig extra ruimte zal moeten zijn op de Belgische distributie- en transmissienetten voor ca. 7000 MW aan inlandse zon- en windenergie (tegen 2020). Vermits de gemiddelde vraag 9000 à 10 000 MW bedraagt, betekent dit dat het Belgische elektriciteitsnet regelmatig geconfronteerd zal worden met een overproductie van meerdere duizenden MW¹³. Het lijkt weinig waarschijnlijk dat dit overschot binnen de Elia-regelzone, gemakkelijk geëxporteerd zal kunnen worden naar de omliggende landen. Bij gebrek aan grootschalige stockage mogelijkheden voor elektriciteit, is het hoogst onduidelijk hoe dit overschot aan goedkope stroom moet weggewerkt worden.**

¹² Zie <http://www.elia.be/~media/files/Elia/users-group/Taskforce%20Strat%20Reserve/20151202-Task%20Force%20on%203%2020151202%20-%20presentation.pdf>

¹³ Op zachte weekenddagen is de elektriciteitsvraag in België zelfs beperkt tot 6000 MW, waardoor op dergelijke momenten alles wat extra op het net geïnjecteerd wordt (HE) dan geëxporteerd moet worden.



Figuur 4: belastingsduurcurves op kwartierbasis (bron: CREG, monitoring rapport 2014)

18. Een overschot van elektriciteit leidt tot negatieve prijzen op de spotmarkt (*day ahead, intra day, balancing markt, ...*). We moeten de beslissing tot het langer openhouden van de kerncentrales dus samen lezen met het regeerakkoord van de Vlaamse regering waarin gesteld wordt dat hernieuwbare energie installaties geen steun meer zullen ontvangen bij negatieve prijsvorming¹⁴. Blijkbaar is het de bedoeling om windturbines en/of PV-installaties stil te leggen op winderige en/of zonnige dagen (wanneer ze tegen zeer lage kosten op vol vermogen kunnen draaien) om voorrang te geven aan nucleaire *base load* waarvan de rendabiliteit gegarandeerd werd/wordt door de overeenkomsten die de federale regering heeft afgesloten met Engie-Electrabel. Ondernemers die rekenend op de kalender van de kernuitstap, geïnvesteerd hebben in alternatieve energieproductie (zowel HE als conventionele flexibele eenheden) zullen daarentegen minder zekerheid krijgen over het aantal draaiuren van hun productie-eenheden, waardoor de rendabiliteit van hun installaties in gedrang dreigt te komen. De conventies tot het langer openhouden van T1, D1 en D2 houden bijgevolg een concurrentienadeel in voor de indieners van deze klacht.

¹⁴ Vlaams regeerakkoord, <http://www.mobielvlaanderen.be/pdf/beleidsnota-brieven/regeerakkoord2014-2019.pdf> pag.86

III. DE TE BESTRIJDEN BESLISSINGEN

19. Ondertekenaars klagen de beslissingen aan die de levensduurverlenging van T1, D1 en D2 mogelijk gemaakt hebben. Het betreft:

- de wet van 18 december 2013 tot wijziging van de wet op de kernuitstap die de levensduurverlenging van T1 mogelijk maakt;
- de conventie van 12 maart 2014 betreffende de levensduurverlenging van T1 met 10 jaar (hierna “Conventie T1” genoemd) tussen enerzijds de Belgische Staat (onder de federale regering Di Rupo I), en anderzijds de eigenaars van T1, namelijk Electrabel NV en EDF Belgium NV, en hun respectievelijke moederbedrijven, namelijk GDF Suez SA (ondertussen omgedoopt tot Engie SA) en Electricité De France SA;
- de wet van 28 juni 2015 tot wijziging van de wet op de kernuitstap die de levensduurverlenging van D1 en D2 mogelijk maakt;
- de conventie van 30 november 2015 betreffende de heropstart van D1, de levensduurverlenging van D1 en D2 met 10 jaar en de regeling van de repartitiebijdrage voor D3, D4, T2 en T3 (hierna “Conventie D1&D2” genoemd) tussen enerzijds de Belgische Staat (onder de federale regering Michel I), en anderzijds de eigenaar van D1 en D2, namelijk Electrabel NV, en haar moederbedrijf Engie SA;
- het wetsontwerp van 9 december 2015 tot wijziging van de wet op de kernuitstap.

Deze beslissingen tot levensduurverlenging van T1, D1 en D2 moeten samen geïnterpreteerd worden met Vlaams regeerakkoord, waarin er wordt gesteld dat hernieuwbare energie geen groene stroomcertificaten meer zal krijgen bij negatieve prijsvorming voor elektriciteit, en de aankondiging van de federale minister bevoegd voor energie, om een ruime SR aan te leggen voor de komende jaren.

20. De wijziging van de wet op de kernuitstap op 18/12/2013 kadert in artikel 4/1 de voorwaarden voor de levensduurverlenging van T1:

- als tegenprestatie voor de verlenging van de exploitatieduur van T1 en het kunnen beschikken over de geproduceerde elektriciteit, betalen de eigenaars van T1 jaarlijks een vergoeding aan de Belgische Staat;
- de vergoeding komt overeen met 70% van het positieve verschil tussen enerzijds de opbrengst van de verkoop van de elektriciteit van T1, en anderzijds de som van de kostenposten;
- de opbrengst van de verkoop van de elektriciteit wordt jaarlijks berekend op basis van de maximale productie van T1 (beschikbaarheid van 100%) alsof die voor 2/3 verkocht wordt als een *forward* product (1/3 *two-year-ahead* en 1/3 *one-year-ahead*) en voor 1/3 op de spot markt (*day-ahead*). Deze opbrengst wordt geregulariseerd in functie van de werkelijk geproduceerde hoeveelheid, door

- de prijs van volumes, die aangekocht zouden worden ter compensatie van niet geproduceerde volumes tijdens perioden van onbeschikbaarheid, in rekening te brengen;
- de kostenposten bestaan uit (1) het geheel van de exploitatiekosten, met inbegrip van de afschrijvingen van de vereiste investeringen voor levensduurverlenging, en (2) een netto-vergoeding van 9,3 procent op de investeringen voor levensduurverlenging;
 - wanneer voor een periode de berekende verkoopopbrengst lager is dan de som van de kostenposten, wordt het negatieve verschil in mindering gebracht van de verkoopopbrengst van de volgende periode, met dien verstande dat een eventueel negatief saldo per 30/09/2025 ten laste blijft van de eigenaars;
 - de CREG krijgt de opdracht om de inkomsten en de werkelijke kosten te verifiëren. De eigenaars van T1 verstrekken aan de CREG alle gegevens die zij nodig heeft voor deze verificatie;
 - de vergoeding sluit alle andere heffingen ten voordele van de Staat uit (met uitzondering van de belastingen van algemene toepassing) die zouden zijn verbonden aan de eigendom of de exploitatie van de nucleaire centrale T1, aan de inkomsten, productie of productiecapaciteit van deze centrale of aan het gebruik van nucleaire brandstof door de centrale;
 - de Staat kan met de eigenaars T1 een overeenkomst aangaan teneinde (1) de nadere regels te preciseren voor de berekening van elk van de bestanddelen van de vergoeding, voor de aanrekening van eventuele negatieve verschillen op de inkomsten van de volgende perioden, en voor de verificatie van de inkomsten en kosten verbonden aan de exploitatie van de centrale; en (2) de schadeloosstelling van de eigenaars te regelen in geval van vroegtijdige definitieve stillegging van de centrale die door de overheid wordt opgelegd, of in geval van eenzijdige handelingen van de Federale Staat die ofwel de economische parameters zouden wijzigen die in de overeenkomst bepaald zijn, ofwel het vermogen zouden verminderen van de eigenaars om het verwachte rendement te halen uit de investeringen voor levensduurverlenging gedaan voor de verdere exploitatie van de kerncentrale T1.

21. De Conventie T1 werkt de voorwaarden voor de levensduurverlenging verder uit. De Conventie T1 werd op 12/03/2014 ondertekend, maar is nog altijd een strikt vertrouwelijk document. De minister bevoegd voor energie weigert de Conventie T1 publiek te maken. Enkel de parlementsleden hebben de Conventie T1 kunnen inzien. De parlementsleden Kristof Calvo en Jean-Marc Nollet dienden een voorstel van resolutie in over de Conventie T1, waarin de kern van de overeenkomst beschreven staat, doch de publicatie werd geweigerd door de kamervoorzitter¹⁵. De precieze inhoud is officieel niet bekend, maar ons baserend op de besprekingen in de Kamercommissie voor het bedrijfsleven¹⁶ alsook op verklaringen in de pers, hebben we een idee van de inhoud van de Conventie T1:

¹⁵ omdat de publicatie van confidentiële stukken aansprakelijkheidsrisico's met zich mee zou kunnen brengen

¹⁶ <http://www.dekamer.be/flwb/pdf/53/3087/53K3087004.pdf>

- de eigenaars T1 doen investeringen die nodig zijn voor de levensduurverlenging van T1. Van deze investeringen wordt een niet-exhaustieve lijst opgemaakt door de eigenaars van T1. Zonder enige gedetailleerde onderbouwing wordt de totale investering wordt geschat op ca. 600 miljoen euro, waarvan meer dan 50 miljoen euro aan studiekosten. Deze investeringen worden uitgevoerd over meerdere jaren;
- de vergoeding wordt berekend volgens bepalingen in artikel 4/1 van de wet op de kernuitstap. Dat betekent dat de eigenaars sowieso recht hebben op een minimum rendement van 9,3% op het geïnvesteerde kapitaal. De vergoeding wordt berekend als 70% van de winstmarge boven dit gegarandeerd rendement van 9,3%. De vergoeding is aftrekbaar van de vennootschapsbelasting. Bovendien krijgt de productie van T1 vrijstelling van de repartitiebijdrage;
- wanneer de overheid de eigenaars oplegt om T1 stil te leggen voor 1/10/2025 (behalve indien vereist omwille van dwingende redenen van nucleaire veiligheid opgelegd door het FANC of ten gevolge van een bindende beslissing van een bevoegde Europese of internationale instelling), dan zal de Staat de eigenaars van T1 vergoeden voor de werkelijke schade die ze geleden hebben;
- niettegenstaande de Conventie T1 verantwoord wordt om de bevoorradingszekerheid te garanderen, kunnen de eigenaars van T1 toch eenzijdig beslissen, zonder enige vorm van schadevergoeding aan de Staat, om T1 toch vroegtijdig stil te leggen, wanneer ze van oordeel zijn dat ze de exploitatie niet kunnen voortzetten in goede economische omstandigheden;
- de schadeloosstelling van de eigenaars wordt geregeld in geval van vroegtijdige definitieve stillegging van de centrale die door de overheid wordt opgelegd, of in geval van eenzijdige handelingen van de Federale Staat die ofwel de economische parameters zouden wijzigen die in de overeenkomst bepaald zijn, ofwel het vermogen zouden verminderen van de eigenaars om het verwachte rendement te halen uit de investeringen voor levensduurverlenging gedaan voor de verdere exploitatie van T1. In dat geval vergoedt de Staat de eigenaars voor het inkomstenverlies en de bijkomende kosten en lasten die er voor hen uit voort vloeien;
- ook de moedermaatschappijen van de eigenaars van T1, hebben het recht om het inkomstenverlies en de bijkomende lasten die ontstaan voor hun dochteronderneming, van de Staat te vorderen.

22. De wijziging van de wet op de kernuitstap op 28/6/2015 kadert in artikel 4/2 de voorwaarden voor de levensduurverlenging van D1 en D2:

- de eigenaar van D1 en D2 stort aan de federale Staat een jaarlijkse vergoeding als tegenprestatie voor de verlenging van de exploitatieperiode voor D1 en D2;
- de vergoeding, sluit alle andere heffingen ten voordele van de federale Staat uit (met uitzondering van de belastingen van algemene toepassing) die zouden zijn verbonden aan de eigendom of de exploitatie van D1 en D2, aan de inkomsten, productie of productiecapaciteit van deze centrales of aan het gebruik van kernbrandstof door deze centrales. De productie van D1 en D2 krijgen dus een vrijstelling van de repartitiebijdrage.

- de federale Staat sluit een overeenkomst met de eigenaar van D1 en D2 om (1) de berekeningswijze van de vergoeding te verduidelijken en (2) de schadeloosstelling te regelen ingeval één der partijen haar verbintenissen niet nakomt.

23. De Conventie D1&D2 werd op 30/11/2015 ondertekend. Op 1/12/2015 gaven de federale regering en Engie-Electrabel samen een persconferentie¹⁷ waarbij de Conventie D1&D2 publiek gemaakt werd. Alhoewel er voor de komende winter, door de heropstart van D3 en T2 geen bevoorradingsprobleem te verwachten valt bij de sluiting van D1 en D2, stelde de minister bevoegd voor energie dat er binnen een periode van 5 jaar toch een risico zou kunnen optreden inzake de bevoorradingszekerheid voor elektriciteit in België, omdat er onvoldoende zekerheid zou zijn over de hoeveelheid elektriciteit die België vanuit het buitenland (voornamelijk uit Nederland) zou kunnen invoeren. De minister voegde er bovendien aan toe dat *import vanuit het buitenland nooit een zekere maatregel kan zijn als het op bevoorradingszekerheid aankomt*, dat België m.a.w. te allen tijde zelf bevoorradend moet zijn. Deze stelling is fundamenteel strijdig met de mededeling *COM(2014) 634 final* van Europese Commissie, die juist aandringt op grensoverschrijdende samenwerking om potentiële bevoorradingszekerheidsproblemen op de meest kostenefficiënte wijze op te lossen en daarbij de marktwerking minimaal te verstoren. Op de persconferentie beloofde Engie-Electrabel om de komende 10 jaren voor 4,3 miljard euro te investeren in energietransitie op Belgisch grondgebied (deze belofte staat niet in de conventie vermeld). Electrabel werd met andere woorden voorgesteld als de geprivilegieerde partner van de federale regering om de energietransitie in België waar te maken en de bevoorradingszekerheid te garanderen, alsof andere marktactoren daar niet toe in staat zouden zijn. De Conventie D1&D2 houdt volgende zaken in:

- Electrabel zal als tegenprestatie voor het 10 jaar langer mogen openhouden van D1 en D2, en het kunnen beschikken over de elektriciteit die er geproduceerd wordt, een jaarlijkse vergoeding van 20 miljoen euro betalen aan de Belgische Staat. Deze vergoeding is aftrekbaar van de vennootschapsbelasting;
- Engie en Electrabel engageren zich om voor ca. 700 miljoen euro verjongingsinvesteringen te doen in D1 en D2. Voor de berekening van dit bedrag komen in aanmerking: investeringskosten die nodig zijn in het kader van het actieplan *Long Term Operation* voor kerncentrales ; investeringskosten die verbonden zijn aan de opgelegde tienjaarlijkse veiligheidsrevisie voor kerncentrales; kosten verbonden aan de stresstesten die moeten worden uitgevoerd in opvolging van het nucleaire accident te Fukushima; als ook het verlies aan inkomsten ten gevolge de stillegging van de kernreactoren tijdens de uitvoering van bovenstaande werkzaamheden. Een niet limitatieve lijst van 20 verjongingsinvesteringen (zonder enige detaillering of prijsberekening) is opgenomen in Annex A van de Conventie D1&D2;

¹⁷ <http://deredactie.be/cm/vrtnieuws/binnenland/1.2511554>

- Electrabel betaalt voor het jaar 2015 een repartitiebijdrage van 200 miljoen euro aan de federale Staat. Vanaf 2016 moet Electrabel geen repartitiebijdragen meer betalen voor de exploitatie van D1 en D2. De repartitiebijdrage wordt nog geheven op de exploitatie van D3, D4, T2 en T3. De berekening van de repartitiebijdragen wordt geregeld in bijlage C van de Conventie D1&D2. Voor het jaar 2016 wordt ze vastgelegd op 130 miljoen euro. Vanaf 2017 geldt een berekening waarbij 38% van de gedefinieerde winstmarge wordt gestort ten voordele van de federale Staat, met een minimum bedrag dat driejaarlijks wordt herberekend (150 miljoen euro voor de periode 2017-2019) met de aanleg van een buffer waarin verschillen tussen reële en berekende inkomsten worden uitgemiddeld. Men gaat daarbij uit van een gemiddelde beschikbaarheid van de betrokken centrales van 87%. Bij minder productie zal de minimale repartitiebijdrage lineair aangepast worden. Wanneer één van de 4 betrokken kerncentrales moet sluiten, valt de minimale repartitiebijdrage terug op 67%, bij sluiting van 2 eenheden op 27% en daarna op 0%. De CREG krijgt de opdracht om driejaarlijks de exploitatiekosten en de opbrengsten van de elektriciteitsproductie vast te stellen;
- de aanpassing van de repartitiebijdragen voor D3, D4, T2 en T3 viel buiten het mandaat dat de federale regering gekregen had van het parlement (via de wijziging in de wet op de kernuitstap van 28/07/2015) voor het afsluiten van een conventie met de eigenaar van D1 en D2 en moet nog wettelijk geregeld worden. Daarom bevat de Conventie D1&D2 in bijlage C1 een voorontwerp tot wijziging van de wet betreffende de kernprovisies. De federale regering engageert zich dus om de economische paramaters die hierin vermeld staan te respecteren, nog voordat het parlement zich over de grond van deze zaak heeft kunnen uitspreken. Het gaat hier echter over het vastleggen van een fiscaal regime voor de komende 10 jaar, wat uiteindelijk de bevoegdheid is van de wetgevende macht;
- Engie en Electrabel engageren zich om niet in beroep te gaan tegen de betaling van de repartitiebijdragen en afgesproken vergoedingen. De rechtszaken die Electrabel heeft aangespannen tegen de verschuldigde repartitiebijdragen in het verleden worden opgeschort onder de voorwaarde dat T1, D1 en D2 tot 2025 operationeel kunnen blijven en de economische parameters m.b.t. de uitbating van alle kerncentrales (zoals die hierboven vermeld staan) niet gewijzigd worden¹⁸;
- Indien de federale Staat toch zou beslissen om D1 en D2 vroeger dan afgesproken in de Conventie D1&D2, te sluiten dan zal de Belgische Staat een schadevergoeding betalen aan de eigenaar van D1 en D2 voor de direct en indirect geleden schade, tenzij de stillegging wordt opgelegd omwille van redenen van nucleaire veiligheid door een dwingende beslissing van het FANC of een daartoe bevoegde Europese instelling;
- Engie en Electrabel engageren zich om D1 en D2 niet stil te leggen zonder toestemming van de minister bevoegd voor Energie. Zo niet zal de Belgische Staat vergoed worden voor de directe en indirect geleden schade;

¹⁸ het engagement dat Electrabel haar rechtszaken tegen de staat zou stopzetten heeft geen rechtsgrond want is in strijd met de scheiding der machten. Electrabel kan dus m.i. alsnog die rechtszaken voeren.

- Zoals vermeld in art 4/2 van de wet op de kernuitstap sluit de vergoeding alle andere heffingen ten voordele van de federale Staat uit (met uitzondering van de belastingen van algemene toepassing) die zouden zijn verbonden aan de eigendom of de exploitatie van D1 en D2, aan de inkomsten, productie of productiecapaciteit van deze centrales of aan het gebruik van kernbrandstof door deze centrales. Lasten die niet worden opgelegd door de federale staat en de staatskas niet ten goede komen (zoals bijdragen aan het FANC of het NIRAS) vallen hier niet onder;
- De Conventie D1&D2 wordt pas van kracht nadat het parlement het ontwerp van wet tot wijziging van de wet op de kernuitstap (conform Annex B) en het wetsvoorstel tot wijziging van de wet betreffende de kernprovisies (conform Annex C1) heeft goedgekeurd. Indien de inhoud van één van de twee wetswijzigingen op één of meerdere relevante punten verschilt m.b.t. de economische parameters vermeld in de Conventie D1&D2, dan komen de partijen overeen hierover te overleggen en hebben Engie en Electrabel het recht om deze conventie nietig te verklaren.

24. In de Conventie D1&D2 engageert de federale regering om ontwerpen voor wetswijzigingen in te dienen ter bespreking en goedkeuring door de wetgevende macht. Daartoe werd op 9 december 2015 een eerste wetsontwerp tot wijziging van de wet op de kernuitstap ingediend bij het federaal parlement (Doc 54 1511/001). Het wetsontwerp houdt o.a. volgende wijzigingen in:

- de vastlegging van een jaarlijkse forfaitaire vergoeding van 20 miljoen euro die de eigenaar van D1 en D2 moet betalen als tegensprestatie van de door de federale overheid geleverde ‘Dienst’. De geleverde ‘Dienst’ wordt omschreven als het verlengen van de exploitatieduur van D1 en D2, wat de kernexploitant een rechtstreeks en specifiek voordeel oplevert. Deze vergoeding wordt in het wetsontwerp aldus omschreven als een retributie en niet als een belasting (de Raad van State is het hier niet mee eens);
- de vergoeding zal gestort worden in het Energietransitiefonds;
- voor de regeling van de schadeloosstelling wordt verwezen naar de Conventie D1&D2. De schadeloosstelling wordt daarin bepaald, in geval van niet nakoming van de bepalingen van de Conventie D1&D2, in geval van tijdelijke of voortijdige definitieve stillegging van D1 of D2 of in geval van unilaterale handelingen van een contractpartij en, voor wat exclusief de Federale Staat betreft, unilaterale handelingen in het kader van zijn bevoegdheden, die de wijziging van de in de Conventie D1&D2 gedefinieerde economische parameters tot gevolg zouden hebben.

25. Over een voorontwerp van het wetsontwerp van 9 december 2015 werd op 6/11/2015 aan de Raad van State al een spoedadvies gevraagd. De hoogdringendheid werd gemotiveerd vanuit de nood de bevoorradingszekerheid voor de winter 2015-2016 te kunnen garanderen, *omdat elk uitstel of vertraging een verhoogd risico op afschakeling/black-out met zich mee zou brengen en dat dit desastreuze gevolgen zou hebben voor de economie en het welzijn van de burgers.* Afgezien van het feit dat het bevoorradingszekerheidsprobleem sterk overdreven wordt, lijkt het spoed in het advies vooral ingegeven

geweest te zijn om het voorontwerp van wetsontwerp in annex B nog tijdig te toetsen op zijn wettelijkheid, vooraleer de Conventie D1&D2 op uiterlijk 30/11/2015 ondertekend moest worden. Tegelijkertijd kreeg de Raad van State onvoldoende tijd om een aantal punten van kritiek grondiger te bestuderen. In het spoedadvies nr. 58.448/3 van 16 november 2015 schrijft de Raad van State¹⁹:

- (punt 6) dat de vergoeding als tegenprestatie voor de ‘Dienst’ beschouwd moet worden als een belasting en niet als een retributie (o.a. omdat de ‘Dienst’ niet duidelijk gedefinieerd is, er daar geen duidelijke kostenraming voor gemaakt is en er derhalve met een forfaitair bedrag gewerkt wordt, de opbrengst bijdraagt tot de financiering van collectieve lasten, enz...). Vermits het vaststellen van een belasting tot de bevoegdheden van de wetgevende macht behoort, kan het vastleggen van de vergoeding dus niet overgelaten worden aan de uitvoerende macht;
- (punt 7) dat niet duidelijk is hoe het onderscheid verantwoord kan worden tussen een forfaitaire benadering voor D1 en D2 en de berekeningswijze van de jaarlijkse bijdrage voor T1. De cijfermatige gegevens ontbreken om te kunnen oordelen of de forfaitaire vergoeding hoger dan wel lager in te schatten is dan de bijdrage die de eigenaars van T1 moeten betalen. Ook de verschillende behandeling in vergelijking met de eigenaars van andere kerncentrales moet worden verantwoord;
- (punt 11.1) *met betrekking tot de uitoefening van de normatieve functie door middel van overeenkomsten komt het niet aan de uitvoerende macht toe om dergelijke belangrijke aspecten van de aansprakelijkheid van de overheid ten aanzien van de eigenaar van D1 en D2, die bovendien een rechtstreeks verband vertonen met de bij wet te regelen jaarlijkse vergoedingen, in een overeenkomst te regelen;*
- (punt 11.3) *de zinsnede in art. 4/2 §3.2° “in geval van een tijdelijke of voortijdige definitieve stillegging van D1 of D2” kan zo worden begrepen dat de eigenaar in dergelijke gevallen recht zal hebben op een vergoeding, ongeacht de duur of de reden van die stillegging. **Aldus zou de overheid de economische risico’s met betrekking tot de verlenging van de kerncentrales op zich nemen, zodat deze regeling op gespannen voet staat met de Europees rechterlijke voorschriften inzake staatssteun.***
- (punt 11.4) *de schadeloosstelling voor “unilaterale handelingen van een partij, die de wijziging van de in een overeenkomst gedefinieerde economische parameters tot gevolg zou hebben” heeft tot gevolg dat in de Conventie D1&D2 afspraken kunnen worden gemaakt met betrekking tot verscheidene economische gegevens, waaronder het (investerings)beleid van de overheid ten aanzien van andere productievormen van energie en met betrekking tot de bevoorradingszekerheid, het energiefiscaal beleid van de overheid, enzovoort. Het komt de Raad van State voor dat de uitvoerende macht aldus gemachtigd zou worden om zeer verregaande toezeggingen te doen aan de eigenaar van de kerncentrales D1 en D2, die in beduidende mate verder kunnen reiken dan de verdragsrechtelijke verplichtingen inzake de bevordering, de bescherming en de behandeling van*

¹⁹ Zie <http://www.lachambre.be/FLWB/PDF/54/1511/54K1511001.pdf> van pagina 11 tot 21

investeringen, vervat in artikel 10 van het Verdrag “inzake het Energiehandvest”, gedaan te Lissabon op 17 december 1994 en waaraan de betrokken eigenaar dan ook verreichende legitieme verwachtingen zou kunnen ontleen. Precies de beoogde ruime machtiging van de wetgever aan de uitvoerende macht om in een overeenkomst met de eigenaar van de kerncentrales D1 en D2 waarborgen - want door contractuele aansprakelijkheid gesanctioneerde elementen - vast te leggen met betrekking tot eender welk economisch gegeven, terwijl niet eens wordt bepaald dat de eigenaar deze kerncentrales zelf niet kan stilleggen zonder daarvoor een vergoeding verschuldigd te zijn, is problematisch. Deze machtiging kan allerm minst worden begrepen als een bepaling die de prerogatieven en de voorrang van de wetgevende macht onverlet laat. Ook hier moet worden gewezen op de gespannen verhouding tot de Europeesrechtelijke voorschriften inzake staatssteun.

- (voetnoot 15) Binnen het zeer beperkte tijdsbestek voor deze adviesaanvraag heeft de Raad van State niet nader kunnen uitzoeken of een dergelijke vorm van staatssteun eventueel gerechtvaardigd zou kunnen zijn. Dat oordeel komt haar overigens ook niet toe, maar is een exclusieve bevoegdheid van de Europese Commissie. Indien de stellers van het ontwerp een dergelijke overheidsgarantie willen bieden, zullen ze bijgevolg de overeenkomst vooraf moeten aanmelden bij de Europese Commissie overeenkomstig artikel 108, lid 3, van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie en diens oordeel over de verenigbaarheid van de overeenkomst met de interne markt moeten afwachten.

26. Samenvattend kunnen we stellen dat de Conventies T1 en D1&D2 de eigenaars-exploitanten van alle Belgische kerncentrales (dus ook D3, D4, T2 en T3) een grote mate van bedrijfszekerheid en een vrij zeker rendement garanderen voor een periode van 10 jaar, waarbij een groot deel van de economische risico's gedragen worden door de Federale Staat. Dit is een voordeel dat eigenaars-exploitanten van alternatieve productie-eenheden voor elektriciteitsopwekking in België en de omliggende landen niet hebben. Omdat nucleaire *base load de facto* voorrang krijgt op het elektriciteitsnet, zullen zij geconfronteerd worden met hogere bedrijfsrisico's en allicht ook lagere rendementen. Bovendien versterken de conventies de machtsconcentratie van Electrabel op de Belgische elektriciteitsmarkt, zonder dat dit nodig is om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. De Raad van State argumenteert dat de ruime vrijstelling van toekomstige fiscale maatregelen alsook de regeling voor de schadevergoeding bij wijziging van de economische parameters, tot de bevoegdheden behoren van de wetgevende macht en niet zomaar geregeld kunnen worden in conventies en stelt bovendien dat deze regeling op gespannen voet staat met de Europees rechterlijke regels inzake staatssteun. De conventies en bijhorende wetswijzigingen houden potentieel een vorm staatssteun in die de goede marktwerking verstoort en moeten derhalve aangemeld worden bij de Europese Commissie. Dit is tot op heden niet gebeurd, waardoor ze eigenlijk onwettig zijn. We argumenteren hieronder verder waarom deze maatregelen te beschouwen zijn

als ongeoorloofde staatssteun die de goede marktwerking verstoort, omdat ze een concurrentienadeel betekenen voor investeerders in alternatieve vormen van elektriciteitsopwekking.

IV. ONGEORLOOFDE STAATSSTEUN

27. Het verdrag betreffende de werking van de EU (VWEU) legt de gemeenschappelijke regels voor mededinging vast. Artikel 107 (1) bepaalt de onverenigbaarheid van staatssteun met de goede werking van de interne markt: *Behoudens de afwijkingen waarin de verdragen voorzien, zijn steunmaatregelen van de staten of in welke vorm ook met staatsmiddelen bekostigd, die de mededinging door begunstiging van bepaalde ondernemingen of bepaalde producties vervalsen of dreigen te vervalsen, onverenigbaar met de interne markt, voor zover deze steun het handelsverkeer tussen de lidstaten ongunstig beïnvloedt.* Opdat een overheidsmaatregel beschouwd kan worden als ongeoorloofde staatssteun, moet aan 5 cumulatieve vereisten voldaan zijn:

- 1) De maatregel wordt gefinancierd door de staat of door staatsmiddelen (*state origin*)
- 2) De maatregel betekent een voordeel voor de ontvanger (*advantage*)
- 3) Op een selectieve basis (*selectivity*)
- 4) Competitie wordt of kan verstoord worden door deze maatregel (*competition distortion*)
- 5) De maatregel heeft een impact of kan een impact hebben op grensoverschrijdende handel (*cross border impact*)

28. We maken de toetsing aan de vijf bovenstaande criteria op het pakket maatregelen dat ertoe geleid heeft dat D1, D2 en T1 10 jaar langer kunnen openblijven en waarbij ook de repartitiebijdrage van alle kerncentrales sterk verminderd werd:

- 1) De overdracht van staatsmiddelen neemt verschillende vormen aan²⁰ zoals o.a. de levering van een dienst onder de marktprijs, het afzien van inkomsten die anders aan de staat zouden zijn betaald, garanties, de toewijzing van bijzondere of exclusieve rechten.

Er dient ten eerste te worden opgemerkt dat de kernexploitanten de exclusieve rechten verkregen om de kerncentrales uit te baten na de levensduurverlenging, zonder een voorafgaande gunningsprocedure. Hiertegenover staat dat er een jaarlijkse vergoeding dient te worden betaald aan de Belgische Staat. Deze vergoeding is niet in lijn met de marktvoorwaarden, zodat de Belgische staat ten onrechte inkomsten aan zich laat voorbijgaan ten voordele van de kernexploitanten. Er is geen sprake van een marktconforme vergoeding om volgende redenen:

- de jaarlijkse vergoedingen werden vastgelegd op basis van onvolledige informatie. Zo zijn de lijsten van de investeringen die nodig zijn om de centrales nog 10 jaar operationeel te houden

²⁰ Zie: Ontwerpmededeling van de Commissie betreffende het begrip "staatssteun" in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU, alinea 53, 54, 55.
http://ec.europa.eu/competition/consultations/2014_state_aid_notion/draft_guidance_nl.pdf

- niet-limitatief, niet-becijferd, zonder duidelijke timing, zonder onderscheid (stresstest, revisie, LTO, onderhoud, stilstand, ...) ..., waardoor onmogelijk op voorhand een goed beeld gemaakt kan worden van de investerings- en afschrijvingskosten;
- voor T1 is er sprake van een totale investeringskost ca. 600 à 800 miljoen euro (waarvan 57 miljoen euro alleen al aan onderzoek²¹) maar wordt er geen plafond vastgelegd. Voor T1 wordt er wel op de ‘verjongingsinvesteringen’ een gegarandeerd rendement gegeven van 9,3%. Daardoor heeft de eigenaar van T1 weinig stimulans om de investeringskosten zo laag mogelijk te houden. De CREG krijgt de bevoegdheid deze kosten *ex post* te verifiëren, maar vermits de CREG geen expertise heeft in nucleaire veiligheid en afhankelijk is van info van de nucleaire sector, kan men zich vragen stellen bij de doeltreffendheid van deze controle *ex post*;
 - de vergoeding voor T1 bedraagt 70% van de winstmarge boven het gegarandeerd rendement van 9,3%²². Bij de berekening van de opbrengsten gaat men er *ex ante* van uit dat slechts 2/3 van de elektriciteit verkocht wordt op de forward markt en 1/3 op de spot markt. In de realiteit wordt echter ca. 15% van de productie verhandeld op Belpex²³ en dit tegen een gemiddeld lagere prijs dan op forward markt, waardoor de berekening van de winstmarge (waarop de vergoeding wordt geheven) allicht lager zal uitvallen dan de werkelijke winstmarge. Terwijl de winstmarge voor T1 wordt veilig gesteld, is er grote onzekerheid over de inkomsten voor de Staat;
 - voor het langer openhouden van D1 en D2 (samen als één geheel) wordt een jaarlijkse vergoeding van 20 miljoen euro betaald, niet geïndexeerd. De redelijkheid en proportionaliteit van dit bedrag wordt niet verantwoord door een gedetailleerde kosten-baten analyse, maar zou resulteren uit kostenramingen voor de verjongingsinvesteringen (ca. 700 miljoen euro) en het vooruitzicht van dalende elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt. Bij gebrek aan onderbouwing is het onduidelijk in welke mate D1 en D2 een vergelijkbare behandeling hebben gekregen als T1. Bovendien is niet te voorspellen hoe de groothandelsprijzen van elektriciteit zullen evolueren. Door bij voorbaat uit te gaan van dalende elektriciteitsprijzen voor de komende 10 jaar (wat in tegenspraak is met scenario-analyses gebruikt in Energy Roadmap 2050) werd de vergoeding laag ingesteld, zonder dat er nog een correctie *ex post* mogelijk is;
 - de vergoedingen zijn aftrekbaar van de belastbare basis voor de vennootschapsbelasting. De vergoedingen sluiten alle andere heffingen ten voordele van de federale staat uit die zouden zijn verbonden aan de eigendom of exploitatie van T1, D1 en D2, aan de inkomsten, productie of productiecapaciteit van deze centrales of aan het gebruik van nucleaire brandstof voor deze centrales. T1, D1 en D2 krijgen een vrijstelling van de repartitiebijdrage. De ruime vrijstelling

²¹ de kans is groot dat dit onderzoek door dochteronderneming van Engie, namelijk Tractebel NV, zal gebeuren, waardoor de groep er dan twee keer aan zal verdienen.

²² We willen hierbij opmerken dat PV energie in Vlaanderen, via de ondersteuning van de groene stroom certificaten slechts een rendement krijgt van 5% en windenergie op land het moet stellen met een rendement van 8%.

²³ Het grootste deel van de elektriciteit wordt nog verhandeld via bilaterale contracten, o.a. tussen producenten en leveranciers (bijvoorbeeld tussen Electrabel en Electrabel Customer Solutions). Het grootste deel van de leveringscontracten aan klanten gebeurt evenwel op basis van de forward markt Endex.

van (toekomstige) heffingen, maken het voor de federale Staat niet meer mogelijk om voor een periode van 10 marktcorrecties uit te voeren, ook niet wanneer de economische parameters door externe omstandigheden gunstig zouden evolueren voor de kernexploitant (bijvoorbeeld een hogere CO₂-prijs);

Ten tweede wordt er een algemene vrijstelling verleend van huidige en toekomstige belastingen voor wat betreft de specifieke aspecten die betrekking hebben op de exploitatie van de kerncentrales, en dit voor de volledige duur van de exploitatie. Daarenboven wordt er een vrijstelling ingebouwd van de repartitiebijdrage voor T1, D1 en D2 en alsook de verlaging van de repartitiebijdrage voor D3, D4, T2 en T3 tot het einde van hun levensduur. Dit maakt staatssteun uit, vermits het op deze wijze afzien van inkomsten van de Staat, wordt beschouwd als het overdragen van middelen van de staat ten voordele van de kernexploitanten.

Ten derde verleent de Belgische Staat een garantie ten voordele van de kernexploitanten. Deze garantie is van die aard dat er sprake is van een voldoende concreet risico dat de Belgische Staat in de toekomst een onevenredige financiële last zal moeten, wat tevens staatssteun uitmaakt. De conventies houden immers een regeling van schadeloosstelling in ten voordele van de kernexploitanten in geval van vroegtijdige (tijdelijke) stillegging van T1, D1 of D2, in geval van het opleggen van eender welke nieuwe heffing op hun exploitatie, of in geval van eenzijdige handelingen van de Federale Staat die de wijziging van de economische parameters die in de conventies bepaald zijn, tot gevolg zou hebben. Met andere woorden, alle beleidsmaatregelen van de federale overheid die het vermogen zouden verminderen van de eigenaars van de kerncentrales om de te verwachten rendementen te halen, worden (op straffe van volledige schadeloosstelling) eigenlijk onmogelijk gemaakt. Aldus zal de overheid de economische risico's m.b.t. de verlenging van de kerncentrales op zich nemen. Ook de Raad van State wees er in haar spoedadvies van 16 november 2015 al op (punten 11.4) dat *de ruime machtiging van de wetgever aan de uitvoerende macht om in een overeenkomst met de eigenaars van de kerncentrales waarborgen vast te leggen m.b.t. eender welk economisch gegeven, terwijl niet eens wordt bepaald of de eigenaar deze kerncentrales niet zelf kan stilleggen zonder daarvoor een vergoeding verschuldigd te zijn, problematisch is. Deze machtiging kan allerminst worden begrepen als een bepaling die de prerogatieven en de voorrang van de wetgevende macht onverlet laat. Waardoor deze regeling op gespannen voet staat met Europees rechterlijke voorschriften inzake staatssteun.*

- 2) Een 'voordeel' moet beschouwd worden als een economisch voordeel dat een onderneming onder

normale marktvoorwaarden - d.w.z. zonder overheidsingrijpen - niet had verkregen²⁴. Alleen de gevolgen van de maatregel voor de onderneming zijn relevant, niet de oorzaken of doeleinden van de overheidsmaatregel. Als de financiële situatie van een onderneming als gevolg van overheidsingrijpen verbetert, kan er dus sprake zijn van een voordeel dat te kwalificeren is als staatssteun. Er is echter geen sprake van een voordeel als een transactie marktconform is. Wanneer dit niet verzekerd kan worden door een tenderprocedure of een geverifieerde benchmarkstudie, dan moet dit worden aangetoond aan de hand van een algemeen aanvaarde standaardwaarderingsmethode, gebaseerd op beschikbare objectieve, verifieerbare en betrouwbare gegevens, die voldoende gedetailleerd zijn en die de economische situatie tot uiting brengen zoals die bestond op het tijdstip waarop tot de transactie werd besloten, rekening houdende met de risicograad en toekomstige verwachtingen. De robuustheid van de waardering dient te worden bevestigd door het uitvoeren van een gevoeligheidsanalyse. Een voorbeeld van een vrij algemeen aanvaarde standaardmethode om het (jaarlijkse) rendement op investeringen te bepalen, is het berekenen van de interne opbrengstvoet (IRR). Deze punten worden hieronder behandeld:

- het potentieel economisch voordeel betreft de vrijstelling van allerlei lasten (zie alinea 28.1): lage vergoedingen als tegenprestatie voor de levensduurverlenging, vrijstelling van repartitiebijdrage en alle mogelijke toekomstige heffingen vanwege de federale staat, ruime schadeloosstellingen ingeval van wijziging van de economische parameters waardoor het economisch risico quasi volledig bij de staat komt te liggen, gegarandeerde minimale rendementen voor de kernexploitanten, ... De potentiële voordelen blijven niet beperkt tot de activiteiten die verband houden met de levensduurverlenging van de drie oudste kerncentrales, maar worden zelfs uitgebreid tot de exploitatie van de vier andere kerncentrales waarin er geen 'verjongingsinvesteringen' voorzien zijn: ze krijgen een verlaging van repartitiebijdrage. Er zijn bijgevolg ernstige aanwijzingen dat hier sprake is van een economisch voordeel voor de kernexploitanten (in het bijzonder voor Electrabel), zeker ten opzichte van de situatie voorafgaand aan de conventies;
- als tegenprestatie voor de 'dienst levensduurverlenging' waaruit de kernexploitant een economisch voordeel kan halen, zijn er vergoedingen afgesproken, zonder dat er daar tenderprocedures of benchmarks aan voorafgegaan zijn. De vraag is dus of deze dienst niet onder de marktprijs toegekend werd aan de kernexploitanten. Daartoe moet voldoende aangetoond worden dat de vergoedingen marktconform zijn. Zoals aangegeven in alinea 28.1 is dit niet het geval: de vergoedingen werden niet bepaald door middel van gedetailleerde kosten-baten analyses die risico's en de bijhorende rendementen weergeven. Vermits de conventies, noch de betrokken wetgeving, niet voldoen aan deze vereiste, moeten ze bij voorbaat beschouwd worden als onwettige staatssteun, totdat het tegendeel is bewezen;

²⁴ hoe dit moet geïnterpreteerd worden staat uitgelegd in: Ontwerpmededeling van de Commissie betreffende het begrip "staatssteun" in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU, alinea 67 tot 117.

- via de regeling voor schadeloosstelling komt het economisch risico van de verlengde exploitatie van de kerncentrales gedurende 10 jaar quasi volledig bij de Staat te liggen. In dat licht lijkt een gegarandeerd minimaal rendement van 9,3% op quasi risicoloze investeringen in T1 (waaronder ook onderhoudsinvesteringen) niet marktconform. Voor de verlenging van D1 en D2 zijn er onvoldoende gegevens beschikbaar om de rendabiliteit van deze activiteit te kennen, maar het zou van weinig professionaliteit getuigen moest de eigenaar van D1 en D2 niet zelf *ex ante* berekeningen hebben gemaakt om zich te vergewissen van de winstgevendheid van deze activiteit. Er is hier dus sprake van asymmetrische informatie. Dit alles doet op zijn minst vermoeden dat, ondanks de vergoeding van 20 miljoen euro, de eigenaar van D1 en D2 toch nog een buitenproportioneel hoog rendement kan halen op de zogenaamde verjongingsinvesteringen, waarvoor hij nauwelijks een risico draagt;
 - bovendien wordt door de levensduurverlenging de marktmacht van Electrabel nog eens versterkt en bestendigd voor de komende 10 jaar, waardoor nieuwkomers (zowel traders, leveranciers als investeerders in productiecapaciteit) afgeschrikt worden de Belgische elektriciteitsmarkt te betreden. Vermits een groot deel van de geproduceerde elektriciteit via bilaterale contracten verhandeld wordt tussen Electrabel NV en haar zusteronderneming Electrabel Customers Solutions (ECS) die de leveringsactiviteiten op haar neemt, zal ook ECS potentieel van een economisch voordeel kunnen genieten. Electrabel heeft immers voldoende marktmacht om de prijzen te kunnen beïnvloeden in haar voordeel, zowel op de groothandelsmarkt als op de retailmarkt.
- 3) Onder ‘selectiviteit’ wordt verstaan dat een overheidsmaatregel bepaalde ondernemingen of bepaalde producties begunstigen. Dit betekent dat niet alle maatregelen die economische spelers begunstigen, onder het begrip ‘steun’ vallen, maar alleen de maatregelen waarmee een selectief voordeel wordt verleend aan bepaalde ondernemingen, categorieën van ondernemingen of bepaalde economische sectoren. Het is duidelijk dat de maatregelen die de verlenging van de levensduur van de kerncentrales regelen, een selectief voordeel opleveren voor de eigenaars/exploitanten van de kerncentrales, in casu Electrabel en EDF Luminus. Dat wordt zo ook beschreven in de bestreden beslissingen, waardoor de betrokken kernexploitanten (als het ware vrijwillig) akkoord gaan met een tegensprestatie, onder de vorm van een vergoeding. We hebben hierboven (alinea’s 28.1 en 28.2) beschreven waarom deze vergoeding onvoldoende (onderbouwd) is om te kunnen spreken van een marktconforme tegensprestatie voor het selectieve voordeel waarvan de kernexploitant gebruik kan maken.
- 4) Een door de Staat toegekende maatregel wordt geacht de mededinging te vervalsen of het risico daartoe in te houden, wanneer daarmee de concurrentiepositie van de begunstigde onderneming ten

opzichte van andere, concurrerende ondernemingen wordt versterkt²⁵. Praktisch gezien, wordt een vervalsing van de mededinging dus aangenomen, zodra de Staat een financieel voordeel verleent aan een onderneming in een geliberaliseerde sector waar er concurrentie is of zou kunnen zijn, bijvoorbeeld door de onderneming te bevrijden van de kosten die zij normaliter in het kader van haar lopend beheer of van haar normale activiteiten had moeten dragen. We behandelen deze punten hieronder:

- de groothandelsmarkt voor elektriciteit is in België sinds 2003 formeel vrijgemaakt. Electrabel beschikt sinds 2003 over een historisch voordeel: afgeschreven kerncentrales die *base load* leveren tegen lage marginale kosten, marktkennis, marktaandeel van ca.70%, Naast Electrabel zijn er nog talrijke andere marktspelers actief op de spotmarkt Belpex, o.a. door de marktkoppeling met de omringende landen. Toch zorgt de marktdominantie van Electrabel ervoor dat de liquiditeit op de termijnmarkt Endex beperkt blijft. De kalender van de kernuitstap bood de mogelijkheid de Belgische elektriciteitsmarkt meer open en transparant te maken. Allicht rekenden meerdere investeerders en traders op de uitvoering van deze maatregel om de Belgische elektriciteitsmarkt te betreden. Door de onzekerheid over de effectieve uitvoering van deze maatregel en het al dan niet sluiten/heropstarten van D3 en T2, namen ze een echter een afwachtende houding aan. De beslissing tot de levensduurverlenging van de drie oudste kerncentrales bewerkstelligt de marktmacht van Electrabel op de Belgisch elektriciteitsmarkt voor de komende 10 jaar en betekent *de facto* de versterking en bestendiging van een concurrentieel voordeel voor Electrabel t.o.v. van de andere marktactoren;
- door de voorrang die de nucleaire *base load* krijgt op het net (via de meritorder) worden nieuwe investeringen in alternatieve productiecapaciteit nu ontmoedigd en kondigen zelfs eigenaars van flexibele gascentrales aan deze te willen sluiten, omdat ze vrezen onvoldoende draaiuren en rendement te halen. Daarom denkt de minister bevoegd voor energie eraan een ruime SR reserve aanleggen²⁶, onder andere om België voor te bereiden op een volledige kernuitstap in de periode 2022-2025. Een ruime SR moet in deze context opgevat worden als een dure maatregel (waarvan de kosten via de transport- en distributienettarieven worden afgewenteld op de kleine gebruikers) om de bevoorradingszekerheid te waarborgen. Doordat centrales die opgenomen worden in de SR niet meer actief zijn in de EOM, wordt de marktwerking verstoord. Bovendien hebben investeerders en *traders* nood aan voldoende flexibiliteit en liquiditeit op de EOM. Onder andere door de marktkoppeling met complementaire markten vormt dit momenteel geen probleem, maar die situatie kan veranderen naarmate er meer zon- en windenergie geïntegreerd moet worden op de West-Europese elektriciteitsmarkt;

²⁵ Zie: Ontwerpmededeling van de Commissie betreffende het begrip "staatssteun" in de zin van artikel 107, lid 1, VWEU, alinea 188-190.

²⁶ Zie persartikel in De Tijd, 31/12/2015, pag. 15, Reddingsboei voor gascentrales, http://www.tijd.be/ondernemen/milieu_energie/Reddingsboei_voor_gascentrales.9715567-3088.art?ckc=1

- de beslissing tot het langer openhouden van de kerncentrales moet samen gelezen worden met het regeerakkoord van de Vlaamse regering waarin gesteld wordt dat hernieuwbare energie installaties geen steun meer zullen ontvangen bij negatieve prijsvorming . Blijkbaar is het de bedoeling om windturbines en/of PV-installaties stil te leggen op windiger en/of zonnige dagen om voorrang te geven aan niet regelbare nucleaire *base load*, waarvan de rendabiliteit gegarandeerd wordt door de conventies. Ondernemers die rekenend op de kalender van de kernuitstap, geïnvesteerd hebben in alternatieve energieproductie (zowel HE als conventionele flexibele eenheden) zullen daarentegen minder zekerheid krijgen over het aantal draaiuren van hun productie-eenheden, waardoor de rendabiliteit van hun installaties in gedrang dreigt te komen;
- we hebben hierboven (alinea 28.2) uiteengezet waarin het voordeel van de levensduurverlenging van de drie kerncentrales bestaat. Daarbij komt nog dat de kernexploitanten 10 jaar uitstel krijgen op de afbraakverplichting van T1, D1 en D2. Ook dit kan beschouwd worden als een voordeel t.o.v. van de vroegere situatie: de kernexploitant wordt immers voor een periode van 10 jaar bevrijd van een aantal kosten die hij normaliter in het kader van zijn lopend beheer had moeten dragen.

5) Maatregelen die de mededinging vervalsen op een vrijgemaakte Europese elektriciteitsmarkt, omdat ze een voordeel opleveren voor een begunstigde onderneming, zullen ook het handelsverkeer tussen lidstaten ongunstig beïnvloeden. Vermits de Belgische elektriciteitsnet geconnecteerd is met de Nederlandse en de Franse, waarbij er grote volumes over de grenzen getransporteerd worden, en vermits de Belgische spotmarkt (Belpex) gekoppeld is met de Franse (Powernext) en de Nederlandse (APX) om een geïntegreerd deel uit te maken van de West-Europese elektriciteitsmarkt, is hier sprake van ongunstige beïnvloeding van het handelsverkeer. Bovendien verhindert de levensduurverlenging van D1 en D2 het scenario waarbij er ca. 1000 MW kan worden ingevoerd vanuit Nederland. Er wordt door de Belgische Staat dus voorrang gegeven aan het produceren van 866 MW in D1 en D2, boven het invoeren van ca. 1000 MW vanuit Nederland. Op deze wijze diende de kernexploitanten niet/minder te concurreren met bijkomende capaciteit vanuit Nederland (en via Nederland vanuit Duitsland, ...)

29. We komen tot de conclusie dat het pakket maatregelen dat heeft geleid tot de levensduurverlenging van enerzijds T1 en anderzijds D1 en D2, aan elk van de vijf bovenstaande criteria voldoet, waardoor er zowel voor de levensduurverlenging van T1 als voor de levensduurverlenging van D1 en D2, weldegelijk sprake is van staatssteun, zoals bedoeld in art. 107(1) van VWEU.

30. Bij bepaalde activiteiten van economische aard is ook een publiek belang gemoeid is, in die zin dat de markt niet/onvoldoende voorziet in deze dienstverlening. Het gaat dan om diensten die zakelijk gezien

niet rendabel zijn en alleen in het economische verkeer worden verricht als de overheid deze financieel ondersteunt. Men spreekt dan van Diensten van Algemeen Economisch Belang (DAEB), waarbij de overheid aan een organisatie die een dergelijke dienst aanbiedt specifieke verplichtingen oplegt en deze daarvoor financieel ondersteunt, zodat de dienst op de door de overheid gewenste wijze wordt uitgevoerd. In opvolging van uitspraak van Europees hof van justitie (het zogenaamde Altmark judgement C-280/00, 24.7.03) gelden voor DAEB in het staatssteunrecht speciale regels. Wanneer de steun voor een DAEB boven de ondergrens (500.000 € over een periode van 3 jaar) uitkomt, is er geen sprake van staatssteun als voldaan is aan alle zogenaamde Altmark-criteria:

- 1) De onderneming moet daadwerkelijk zijn belast met de uitvoering van een openbare dienstverlening en de verplichtingen moeten duidelijk omschreven zijn.
- 2) De parameters op basis waarvan de compensatie wordt berekend, moeten vooraf op objectieve en transparante wijze worden vastgesteld.
- 3) De compensatie mag niet hoger zijn dan nodig is om de kosten van de uitvoering van de openbare dienstverplichtingen geheel of gedeeltelijk te dekken, rekening houdend met de opbrengsten en een redelijke winst.
- 4) De keuze voor de onderneming wordt gemaakt in het kader van een openbare aanbesteding, waarbij de kandidaat kan worden geselecteerd die de diensten tegen de laagste kosten voor de gemeenschap kan leveren. Indien geen sprake is van een dergelijke aanbesteding moet het bedrag van de compensatie worden vastgesteld aan de hand van de kosten die een gemiddelde, goed beheerde onderneming - die zodanig met (productie-)middelen is uitgerust dat zij aan de vereisten van de openbare dienst kan voldoen - zou hebben gemaakt. Daarbij moet rekening worden gehouden met de opbrengsten en met een redelijke winst uit de uitoefening van haar verplichtingen.

31. Het staat staten vrij om zelf hun openbare dienstverplichtingen te bepalen op voorwaarde dat dit duidelijk gedefinieerd wordt. We maken hieronder de toetsing aan de Altmark criteria:

- 1) De dienst ‘verlenging van levensduur kerncentrales’ wordt nergens omschreven als een openbare dienstverplichting met duidelijk omschreven criteria. Bovendien kan een lidstaat geen openbare dienstverplichting opleggen voor een activiteit die al geleverd wordt door de markt, of die kan geleverd worden door een onderneming onder normale marktcondities. Juist door vast te houden aan de voorziene sluiting van de kerncentrales zouden de marktcondities gecreëerd worden, waaronder andere ondernemingen bereid gevonden worden te investeren.
- 2) De economische parameters waarop de vergoedingen, als tegensprestatie voor de dienst, zijn geschat en vastgelegd zijn onvolledig en missen de nodige transparantie (zie alinea 28.1).
- 3) De economische parameters waarop de vergoedingen, als tegensprestatie voor de dienst, zijn geschat en vastgelegd zijn onvolledig, waardoor geen afdoende kostenbatenanalyse mogelijk is en er geen uitspraak kan gedaan worden over de redelijkheid van de opbrengsten en winst.

- 4) Er werd geen aanbestedingsprocedure doorlopen, noch een voldoende gedetailleerde kostenbatenanalyse gemaakt, zodat men zich niet kan uitspreken over de marktconformiteit van de conventies.

Het niet tegemoetkomen aan één van de vier Altmark criteria is al voldoende om niet in aanmerking te komen voor DAEB. Het is duidelijk dat de beslissingen tot levensduurverlenging van enerzijds T1 en anderzijds D1 en D2, geen aanspraak kan maken op deze uitzonderingsgronden om uiteindelijk niet gecatalogeerd te worden als staatssteun.

32. Ook wanneer niet voldaan is aan de Altmark criteria dan kan op grond van artikel 107, lid 3 (c), van het VWEU, steun toch als verenigbaar met de interne markt aangemerkt worden, wanneer deze is bedoeld om *de ontwikkeling van bepaalde vormen van economische bedrijvigheid binnen de Europese Unie te vergemakkelijken, mits de voorwaarden waaronder het handelsverkeer plaatsvindt daardoor niet zodanig worden veranderd dat het gemeenschappelijk belang wordt geschaad*. De Commissie heeft een aantal milieu- en energiemaatregelen geïdentificeerd die onder deze uitzonderingsbepaling kunnen vallen. Om te kunnen beoordelen in hoeverre de steun voor milieu- en energiemaatregelen gerechtvaardigd is, vaardigde de Commissie op 1 juli 2014 richtsnoeren uit²⁷. De steunmaatregelen die vanaf die datum beslist en geïmplementeerd worden, moeten aan elk van de onderstaande criteria beantwoorden:

- 1) Bijdragen aan een duidelijk omschreven doelstelling van gemeenschappelijk belang: de centrale doelstelling van het energiebeleid werd vastgelegd in art 194 van VWEU, namelijk zorgen voor een concurrerende, duurzame en continue energievoorziening. Het Europese energie- en klimaatbeleid legt bindende doelstellingen vast voor de vermindering van de uitstoot van BKG en voor de productie van HE tegen 2020 en 2030. Steunmaatregelen kunnen daarom verantwoord worden om de uitstoot van broeikasgassen terug te dringen, hernieuwbare energie te ontwikkelen en de leveringszekerheid te waarborgen. Lidstaten die voornemens zijn milieu- of energiesteun toe te kennen, zullen de nagestreefde doelstelling wel precies moeten afbakenen en zullen moeten uitleggen wat de verwachte bijdrage van de maatregel aan die doelstelling is.
- 2) Noodzaak van overheidsmaatregelen: een staatssteunmaatregel moet zijn gericht op situaties waar steun kan zorgen voor een wezenlijke verbetering die de markt niet alleen tot stand kan brengen, door bijvoorbeeld een oplossing te bieden voor een duidelijk omschreven marktfalen. Zo is het niet in rekening brengen van de externe kosten van fossiel energiegebruik (CO₂-uistoot en luchtvervuiling) of de nucleaire elektriciteitsproductie (beperkte aansprakelijkheid voor de nucleaire risico's) een vorm van marktfalen die de steun voor hernieuwbare energie rechtvaardigt. Een andere vorm van marktfalen is de leveringszekerheid. Zo zal de EOM allicht niet kunnen garanderen dat laatste kWh steeds gedekt is. Daarom kan overheidssteun voor een beperkte SR nodig zijn. Anderzijds kan gesteld worden dat investeringen in kernenergie een investeringsrisico met zich meebrengen, ten gevolge van

²⁷ Mededeling van de Commissie, Richtsnoeren staatssteun ten behoeve van milieubescherming en energie 2014-2020 (2014/C 200/01)

de hoge vaste kosten (*sunk costs*) die gedurende een voldoende lange exploitatieduur terugverdiend moeten worden, waarbij kernenergie mogelijks geconfronteerd wordt met een wispelturig beleid ten aanzien van deze technologie. Daardoor kan staatssteun er ook in bestaan om de kernexploitant economische zekerheid te garanderen voor een bepaalde periode. In de wet op de kernuitstap werd die zekerheid geboden aan de kernexploitanten gedurende een periode van 40 jaar.

- 3) De steunmaatregel is een geschikt instrument: de voorgenomen steunmaatregel moet een geschikt beleidsinstrument zijn om de doelstelling van gemeenschappelijk belang te helpen bereiken. Er moet dus onderzocht worden of bijvoorbeeld de verlenging van de levensduur van kerncentrales in België het meest geschikte instrument is om de bevoorradingszekerheid te waarborgen en tegelijkertijd bij te dragen aan een concurrerende energiemarkt en de vermindering van de uitstoot van broeikasgassen.
- 4) Stimulerend effect: de steun moet het gedrag van de betrokken onderneming(en) zodanig veranderen dat ze bijkomende activiteiten zal/zullen ondernemen die ze zonder de steun niet of in mindere mate zou(den) uitvoeren. Het bedrag van de steun moet dus voldoende hoog zijn om het gewenste gedrag/investering rendabel te maken en tegelijkertijd moet de betrokken onderneming effectief een prestatie leveren voor de gekregen steun.
- 5) Evenredigheid van de steun: het steunbedrag moet beperkt blijven tot het minimum dat nodig is om aan te zetten tot de bijkomende investering of activiteit in het betrokken gebied. Het kan niet de bedoeling zijn dat de begunstigde door de steun hoger dan marktconforme rendementen haalt, zeker niet als het ondernemingsrisico door de steunmaatregel sterk verminderd wordt.
- 6) Vermijden van ongewenste negatieve effecten op de mededinging en het handelsverkeer tussen lidstaten: de negatieve effecten van de steun moeten voldoende beperkt zijn, zodat de maatregel per saldo positief is. Er moet dus geëvalueerd worden of de steun de belangen van gevestigde energieprocenten op een sterk geconcentreerde (nationale) energiemarkten niet verder versterkt, en indien dat wel het geval zou zijn, moet onderzocht worden of er gaan alternatieve maatregelen mogelijk zijn, die met minder nadelige effecten op de mededinging, het gewenste resultaat halen.
- 7) Transparantie van de steun: de lidstaten, de Commissie, marktdeelnemers en het publiek moeten gemakkelijk toegang kunnen krijgen tot alle betreffende besluiten en relevante informatie over de op grond van die besluiten toegekende steun. Het betreft niet alleen de wetteksten die de steun mogelijk maken, maar ook de gedetailleerde kostenbatenberekeningen die de hoogte van het steunniveau verantwoorden.

33. De bovenstaande richtsnoeren traden in werking op 1/7/2014 en zijn dus van toepassing op de regelingen voor de levensduurverlenging van D1 en D2, waardoor ze dienden aangemeld te worden bij de Europese Commissie, ter toetsing aan de richtsnoeren van de Mededeling (2014/C 200/01). Vermits dit niet is gebeurd, wordt hieronder de toetsing aan de richtsnoeren gemaakt:

- 1) De geformuleerde doelstelling van gemeenschappelijk belang betreft de bevoorradingszekerheid. De bevoorradingszekerheidsstudie van Elia (alinea 11) toonde echter aan dat bij de heropstart van D3 en

T2 en sluiting van D1 en D2 geen bevoorradingszekerheidsprobleem te verwachten zijn voor de komende winter en eigenlijk ook niet voor de komende jaren. Het argument van de bevoorradingzekerheid is dus onvoldoende om de staatssteun m.b.t. de levensduurverlenging voor D1 en D2 te kunnen verantwoorden.

- 2) De minister bevoegd voor energie voegde er op de persconferentie aan toe dat kernenergie nauwelijks broeikasgassen uitstoot en daardoor bijdraagt aan het halen van de Belgische klimaatdoelstelling. Wat het terugdringen van de uitstoot van broeikasgassen betreft, is nucleaire energie echter niet de enige optie. Ook de combinatie van HE, vraagsturing en flexibele gascentrales (in de toekomst is omschakeling naar groen gas mogelijk) zal dit bewerkstelligen. De EU stuurt er in al haar beleidsdocumenten inzake klimaat en energie ook op aan om deze energietransitie naar HE en flexibiliteit te bewerkstelligen. De vraag stelt zich dus of de blijvende aanwezigheid van ca. 6000 MW nucleaire *base load* op het Belgisch elektriciteitsnet de energietransitie niet onnodig zal afremmen en tot hogere systeemkosten zal leiden? We hebben in alinea 17 geargumenteed, dat in uitvoering van de Europese Richtlijn HE er tegen 2020 ca. 10.000 MW aan HE geconnecteerd moet worden met het Belgische elektriciteitsnet, en dat dit niet compatibel is met ca. 6000 MW nucleaire *base load* op datzelfde net. Het langer openhouden van D1 en D2 is daarom niet alleen onnodig, maar ook strijdig met de transitie naar een koolstofneutrale energievoorziening.
- 3) Het verouderde Belgische nucleaire productiepark blinkt niet uit in bedrijfszekerheid (de kerncentrales vielen de laatste jaren inderdaad meer dan eens onverwacht stil) waardoor er nog altijd een SR moet aangehouden worden. Deze SR zal des te groter moeten zijn naarmate er meer *base load* op het net geïnjecteerd wordt. Er zal immers nauwelijks geïnvesteerd worden in flexibele centrales waarvan het gemiddeld aantal draaiuren niet voorspeld kan worden (in combinatie met intermitterende zon- en windenergie kan er wel een voorspelling gemaakt worden van het gemiddeld aantal draaiuren). En omdat de SR een dure en marktverstorende maatregel om de bevoorradingszekerheid te waarborgen, is de levensduurverlenging van D1 en D2 geen geschikte maatregel om het overschat probleem van de bevoorradingszekerheid te verhelpen. Integendeel, de kern van het probleem, namelijk te veel *base load* op het net, wordt zelfs bestendigd.
- 4) Vermits de steunmaatregel beklonken werd in een conventie, lijkt het stimulerend effect om deze centrales langer open te houden voldoende hoog. Toch is er nog veel onduidelijkheid over de tegenprestaties die de kernexploitant moet nemen om gebruik te kunnen maken van de voordelen. Er is immers geen gedetailleerd overzicht van te nemen investeringen. Er bestaat geen duidelijke omschrijving van de schadevergoeding die de kernexploitant zou moeten betalen, indien deze toch zou overgaan tot het stilleggen van één van de kerncentrales. Het beoogde resultaat van de staatssteun is dus veel minder gegarandeerd dan het voordeel voor de kernexploitant.
- 5) De economische parameters waarop de vergoedingen zijn geschat en vastgelegd zijn onvolledig, waardoor geen duidelijke kostenbatenanalyse mogelijk is. Voor T1 krijgen de niet geplafonneerde verjongingsinvesteringen een gegarandeerd minimum rendement van 9,3%. We kunnen

veronderstellen dat ook voor de verjongingsinvesteringen in D1 en D2 op een gelijkaardige rendabiliteit gerekend wordt. Dit is buitenproportioneel hoog rendement voor investeringen waarvan de economisch risico's (via de regeling van schadeloosstelling) bijna volledig door de Staat gedragen worden. De steunmaatregel zou ook een ingebouwd mechanisme moeten hebben die belet dat er *windfall profits* zouden ontstaan. Bij stijgende CO₂-prijzen, zal de kernexploitant echter kunnen genieten van een nog hogere winstmarge, zonder dat daarop nog een marktcorrectie mogelijk is. De steunmaatregel voorkomt dus niet dat dergelijke *windfall profits* gemaakt worden. Ook daardoor doorstaat ze de proportionaliteitstoets niet.

- 6) België beschikt over een sterk geconcentreerde elektriciteitsmarkt. Door de levensduurverlenging van D1 en D2 (terwijl E.ON zijn trekkingsrechten verliest) wordt de marktmacht van Electrabel versterkt en bestendig. Bovendien zou bij de sluiting van D1 en D2 de importcapaciteit op de Noordgrens met met ca. 1000 MW stijgen, wat een alternatieve en kostenefficiëntere maatregel is om zowel de bevoorradingszekerheid voor België te versterken als de mededinging te verbeteren. De steunmaatregel houdt bijgevolg een onnodige verstoring in van de goede werking van de interne energiemarkt en het handelsverkeer tussen de lidstaten.
- 7) De steunmaatregel werd niet toegekend na een openbare aanbestedingsprocedure. De economische parameters waarop de steun gebaseerd is, zijn onvolledig en missen daardoor de nodige transparantie.

34. We komen tot de conclusie dat de maatregelen die geleid hebben aan de levensduurverlenging van D1 en D2 aan geen enkele van de bovenstaande beoordelingscriteria voldoen. Van zodra er aan één van deze criteria niet voldaan wordt, is er echter al sprake van ongewenste staatssteun. Indien de levensduurverlenging van D1 en D2 zou aangemeld worden bij de Europese Commissie – wat moest gebeuren - dan zou die allicht tot het besluit komen dat hier sprake is van ongeoorloofde staatssteun.

V. INSCHATTING VAN HET VOORDEEL VOOR DE EIGENAAR VAN DE KERNCENTRALES

35. Bij gebrek aan gegevens m.b.t. investeringskosten en timing is het niet mogelijk een gedetailleerde kostenbatenanalyse te maken. Toch kunnen we een inschatting maken van het voordeel dat de kernexploitant haalt uit de betwiste steun. We maken een sterk vereenvoudigde conservatieve berekening van het te verwachten rendement alsof het hele nucleaire productiepark in handen is van één speler. We gaan daarbij uit van de volgende veronderstellingen:

- de kernexploitant voert verjongingsinvesteringen uit in T1 ter waarde van 600 M€;
- deze investering haalt over een periode van 10 jaar een gegarandeerd rendement van 9.3%, waardoor er op een jaarlijkse inkomst van 95 M€ gerekend wordt. We stellen dat er boven dit bedrag geen extra winst meer gemaakt wordt met T1 (wat een conservatieve inschatting is);
- de kernexploitant voert verjongingsinvesteringen uit in D1 en D2 ter waarde van 700 M€;
- met de productie van D1 en D2 wordt er jaarlijks ca. $866 \text{ MW} * 8760 \text{ h} * 87\% * 35 \text{ €/MWh} = \text{ca. } 231 \text{ M€}$ inkomsten gegenereerd;
- we schatten de brandstof- en onderhoudskosten (voor zover deze niet vervat zitten in de verjongingsinvesteringen) voor D1 en D2 op 20 €/MWh, wat neer komt op een jaarlijkse kostenpost van ca. 132 M€. Daarbij komt er nog een jaarlijkse vergoeding van 20 M€;
- tegelijkertijd wordt de repartitiebijdrage van D3, D4, T2 en T3 naar beneden bijgesteld tot op 38% van de nucleaire marge. In de Conventie D1&D2 wordt de repartitiebijdrage geschat op (minimaal) 150 M€/jaar. De kernexploitant beschikt daardoor nog over een inkomst ter grootte van 62% van de nucleaire marge of ca. 246 M€;
- we kunnen dus stellen dat aan de betwiste steun een CAPEX verbonden is van 1.300 M€. Deze wordt afgeschreven over een periode van 10 jaar;
- we kunnen stellen dat aan de betwiste steun is een OPEX verbonden is die wordt dan ingeschat op $95 + 231 - 132 - 20 + 246 = 420 \text{ M€/jaar}$, gedurende 10 jaar;
- tegen over een investering van 1,3 miljard euro komt er op een termijn van 10 jaar dan 4,2 miljard euro binnen. Na belastingen (34%) schiet daar nog altijd 3,2 miljard van over;
- wanneer deze bedragen in een eenvoudig rekenmodel ingevuld worden, komt dit nee op **een IRR voor belastingen van ca. 30%**.

36. Bovenstaande berekening betreft een conservatieve inschatting. We kunnen hierbij nog de volgende opmerkingen maken:

- de kernexploitant zal gebruik kunnen maken van een aantal fiscale vrijstellingen, zoals de notionele intrest aftrek;

- indien de kernexploitant gebruik kan maakt van de hefboomwerking van een lening (zo wordt 75% van geld dat de kernexploitanten in het Synatomfonds storten opnieuw uitgeleend aan Electrabel zelf) dan verkrijgt de kernexploitant een *Return On Investment* die nog een stuk hoger is dan de IRR;
- het is goed mogelijk dat Engie een deel van de bedragen die hierboven als kosten aangerekend worden, zal kunnen recupereren binnen de groep. Zo worden voor T1 voor 57 M€ aan studies uitbesteed, waarschijnlijk aan de dochteronderneming Tractebel. Electrabel zal waarschijnlijk ook kunnen putten uit het Energietransitiefonds waar ze jaarlijks 20 M€ in stort (bijvoorbeeld voor de aangekondigde uitbreiding van de pompcentrale van Coe).

37. Op basis van bovenstaande gegevens komen we tot de conclusie dat de ondersteuningsmaatregelen die de levensduurverlenging van de kerncentrales inhouden, buitenproportioneel zijn. Dit geldt des te meer daar de Staat, via de regeling van schadeloosstelling, het economisch risico van de verdere exploitatie van het hele nucleaire productiepark op zich neemt.

VI. STRIJDIGHEID MET ANDERE EUROPESE REGELGEVING

Richtlijn 2009/72/EG betreffende de gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit.

38. In de vrije elektriciteitsmarkt staan de belangen van de consument centraal. Deze moet kunnen beschikken over een echte keuzevrijheid, zodat de marktwerking zal leiden tot een betere dienstverlening tegen competitieve prijzen. De interne markt voor elektriciteit werd geleidelijk aan ingevoerd, maar de EU wijst nog altijd op het gebrek aan liquiditeit. Vooral de Belgische elektriciteitsmarkt wordt gekenmerkt door een hoge graad van concentratie. De lidstaten, en in het bijzonder België, moeten derhalve maatregelen nemen die effectieve concurrentie mogelijk maken. Onder andere door toetredingsdrempels voor nieuwkomers op de markt te verminderen. Dat blijkt duidelijk uit de overwegingen (nr. 1, 39 en 59) in de Richtlijn 2009/72/EG betreffende de interne elektriciteitsmarkt. **Het is duidelijk dat verlenging van de levensduur van T1, D1 en D2, waarbij de gevestigde producent vrij kan beschikken over de geproduceerde elektriciteit, tegen een quasi gegarandeerd rendement, een bijkomende toetredingsdrempel vormen voor nieuwe investeerders op de Belgische elektriciteitsmarkt alsook voor traders en leveranciers die elektriciteit wensen te importeren.**
39. De Europese commissie stelt in haar mededeling COM(2014) 634 final: *Progress towards completing the Internal Energy Market*, richtlijnen voor wind- en zonne energie te integreren in de elektriciteitsmarkt. De variabiliteit van zon- en windenergie stelt immers hogere eisen aan netstabilisatie. Volgens de EC zijn goed geïntegreerde markten het beste middel om aan deze uitdaging tegemoet te komen en om in voldoende back up capaciteit te voorzien. Ze maken het mogelijk om zones met complementaire energiemixen met elkaar te verbinden: “In its guidance documents, the Commission has underlined the importance of a thorough and objective analysis looking into all possible causes of and all potential remedies for security of supply concerns. Regional cooperation is crucial in this respect in order not to forget possible cross border solutions which may be more effective and less costly. The Commission notes that neighbouring Member States such as ... Belgium and the Netherlands ... often have complementary energy mixes with excess capacity in one country and potential deficits in the other. Integrating such markets better and finding common solutions could be cheaper and benefit all. Political commitment in the countries concerned is however a prerequisite to make such common solutions work.”²⁸ Door het langer openhouden van D1 en D2, en daardoor over 1000 MW minder interconnectiecapaciteit te beschikken, doet de federale regering het tegenovergestelde. **De federale minister bevoegd voor energie heeft bovendien op de persconferentie (1/12/2015) duidelijk laten weten dat ze voor de bevoorradingszekerheid niet wil rekenen op grensoverschrijdende transmissie, volgt daardoor de aanbeveling van de EC niet, en stuurt aan op minder kostenefficiënte maatregelen om de**

²⁸ COM(2014) 634 pag. 14

bevoorradsingszekerheid te waarborgen (grote SR) waarvan de meerkost wordt afgewenteld op de consument.

40. In het *Country report Belgium (2014)* wordt nog eens gewezen op de hoge graad van marktconcentratie op de groothandelsmarkt, gekenmerkt door een hoge HHI, die na een lichte daling in 2013 opnieuw zal stijgen tot boven 5000, terwijl waarden boven 1800 eigenlijk onvereenigbaar zijn met de goede werking van de interne energiemarkt. **De kalender van de kernuitstap, gecombineerd met een hogere interconnectiecapaciteit, vormde juist de mogelijkheid om deze ongewenste marktconcentratie af te bouwen, zonder de bevoorradsingszekerheid in het gedrang te brengen.** De bestreden beslissingen bewerkstelligen het tegenovergestelde en zijn strijdig met de goede werking van de interne elektriciteitsmarkt.

Richtlijn 2009/28/EG ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen

41. De transitie naar hernieuwbare energie en de decentralisatie die daarmee gepaard gaat, creëren mogelijkheden voor lokale economische ontwikkelen, werkgelegenheid en sociale cohesie, vooral voor kleine en middelgrote ondernemingen en lokale energieproducenten. De EU stuurt erop aan dat die ontwikkelingskansen genomen worden. De ondersteuning van hernieuwbare energie is nodig, vooral omdat de externe kosten van fossiele en nucleaire energie niet volledig in rekening worden gebracht. De lidstaten moeten zorgen voor de goede integratie van hernieuwbare energie in hun transport- en distributienetten. Bijkomende interconnecties met de buurlanden maakt dit o.a. mogelijk tegen lagere kosten. De lidstaten zijn verplicht ervoor te zorgen dat hernieuwbare energie voorrang krijgt op de transport- en distributienetten. Enkel in het geval de betrouwbaarheid en de veiligheid van het net in gevaar dreigt te komen door de integratie van HE, kan van dit principe afgeweken worden, op voorwaarde dat dit gerapporteerd wordt aan de bevoegde regulator en tegelijkertijd vermeld hoe deze belemmeringen in de toekomst voorkomen zullen worden. De lidstaten worden ook aangespoord om in dat geval compensaties te voorzien voor de producenten van HE die hierdoor getroffen worden. Bovenstaande principe worden duidelijk toegelicht in de overwegingen (nr. 3, 4, 6, 26, 27, 57, 59, 60, 61) van de Richtlijn 2009/28/EG. De prioritaire toegang tot de transport en distributienetten wordt geregeld in het Artikel 6.2 van de betreffende Richtlijn. **De beslissing tot de levensduurverlenging van T1, D1 en D2 zorgen er *de facto* voor dat er ca. 6000 MW nucleaire *base load* voorrang krijgt op het net, waardoor op windigerige en zonnige dagen de integratie van HE in moeilijkheden dreigt te komen. Daardoor zijn de bestreden beslissingen strijdig met het principe van de prioritaire toegang van HE op het net.** Bovendien versterken de conventies de greep van Engie-Electrabel op de elektriciteitsmarkt, waardoor de kansen die HE geeft voor de lokale economische ontwikkeling niet optimaal benut worden.

Richtlijn 2003/87/EG tot vaststelling van een regeling voor de handel in broeikasgasemissierechten binnen de Gemeenschap

42. Installaties die elektriciteit opwekken via het verbranden van fossiele brandstoffen met een totaal nominaal thermisch ingangsvermogen van meer dan 20 MW (met uitzondering van installaties voor het verbranden van gevaarlijke afvalstoffen of huishoudelijk afval) zijn onderhevig aan het Europese systeem van verhandelbare CO₂-emissierechten, dat geregeld wordt in de Richtlijn 2003/87/EG, ook wel de ETS-richtlijn genoemd. De bedoeling van de Europese CO₂-emissiehandel is de CO₂-uitstoot op een kosteneffectieve en economisch efficiënte wijze te verminderen, dus tegen de laagste maatschappelijke kosten (zie art.1 van de ETS-richtlijn). **Op de onvolmaakte Belgische elektriciteitsmarkt leidt de toepassing van de CO₂-emissiehandel echter tot *windfall profits* voor de gevestigde kern-exploitant, waardoor de emissiehandel in de elektriciteitssector niet automatisch zorgt voor CO₂-reducties tegen de laagste maatschappelijke kosten.** De *windfall profits* ten voordele van de gevestigde kernexploitant zullen bovendien toenemen naarmate de CO₂-prijs stijgt, wat waarschijnlijk zal gebeuren de komende tien jaar. Om dit marktfalen te kunnen tegengaan, moet België corrigerende maatregelen kunnen uitwerken. De bestreden beslissingen laten echter niet toe dat de federale regering nog corrigerende maatregelen neemt, die de economische parameters van de kernexploitatie veranderen. De bestreden beslissingen kunnen derhalve als tegenstrijdig worden beschouwd met de doelstelling van de ETS-richtlijn.

Richtlijn 2005/89/EG inzake maatregelen om de zekerheid van de elektriciteitsvoorziening en de infrastructuurinvesteringen te waarborgen

43. Lidstaten moeten gepaste maatregelen nemen om de bevoorradingszekerheid inzake elektriciteit te garanderen. Daarvoor moeten er op tijd investeringen genomen worden in het netwerk en nieuwe productiecapaciteit. Lidstaten moeten derhalve zorgen voor een goed investeringsklimaat voor nieuwkomers op de markt en moeten voorzien in voldoende transmissiecapaciteit met de omringende landen. Het kan nodig zijn dat lidstaten openbare dienstverplichtingen opleggen aan elektriciteitsbedrijven op hun grondgebied op voorwaarde dat deze duidelijk gedefinieerd zijn, proportioneel en tijdelijk, zodat ze de marktwerking niet verstoren en geen discriminatie inhouden voor nieuwe (kleinere) spelers op de elektriciteitsmarkt die onlangs geïnvesteerd hebben of van plan zijn dit te doen. Dat blijkt uit de overwegingen (nr. 1, 3, 5, 10) van de Richtlijn 2005/89/EG. De bestreden beslissingen zijn tegenstrijdig zijn met de principes van deze Richtlijn omdat:

- **ze geen duidelijk omschreven openbare dienstverplichting inhouden teneinde de bevoorradingszekerheid te waarborgen;**

- ze leiden tot ca. 6000 MW nucleaire *base load* die quasi continu op het net geïnjecteerd wordt, wat een buitenproportionele maatregel is om een overschat potentieel bevoorradingzekerheidsprobleem op een extreme koude winteravond te dekken;
- de bevoorradingzekerheid bij een groeiend aanbod van wind- en zonne-energie slechts mogelijk is mits voldoende flexibele productiecapaciteit, en omdat deze flexibele productiecapaciteit juist uit de markt geprijsd wordt door 6000 MW nucleaire *base load*, waardoor er nood zal zijn aan een te ruime SR, wat een dure maatregel is die bovendien de marktwerking verstoort;
- bij de sluiting van D1 en D2 er vrij snel 1000 MW extra importcapaciteit bij kan komen vanuit Nederland, die tegelijkertijd een oplossing biedt voor het potentieel bevoorradingprobleem op een extra koude winteravond en aan de nood voor meer flexibele productiecapaciteit.