Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas
Nijverheidsstraat 26-38
1040 Brussel
Tel. 02/289.76.11
Fax 02/289.76.09

COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS

STUDIE

(F)110908-CDC-1079

over

'de wetsvoorstellen betreffende de nucleaire heffing'

uitgevoerd met toepassing van artikel 23, §2, 2° van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

8 september 2011

INHOUD

INLEIDING 3

I. WETSVOORSTEL ECOLO-GROEN! 4

I.1 Economische analyse 5

I.1.1 Een eerlijke marktwerking, meer spelers en een lagere energieprijs 5

I.1.2 De besteding van het fonds 11

I.2 Juridische analyse 13

II. WETSVOORSTEL CD&V/CDH 19

II.1 Economische analyse 19

II.1.1 Kernbrandstof 21

II.1.2 Moment waarop de belasting verschuldigd is 22

II.2 Juridische analyse 25

III. WETSVOORSTEL N-VA 28

III.1 Economische analyse 28

III.1.1 Thermisch vermogen en rendement van een nucleaire centrale 30

III.1.2 Opbrengst en besteding heffing 32

III.1.3 Case: Zweden 34

III.2 Juridische analyse 35

IV. WETSVOORSTEL SP.A 38

IV.1 Economische analyse 38

IV.2 Juridische analyse 44

V. WETSVOORSTEL LDD 50

V.1 Economische analyse 50

V.2 Juridische analyse 58

INLEIDING

1. Op 17 juni 2011 ontving de CREG een schrijven van de Voorzitter van de Commissie voor het Bedrijfsleven, het Wetenschapsbeleid, het Onderwijs, de nationale wetenschappelijke en culturele Instellingen, de Middenstand en de Landbouw (hierna: de Commissie Bedrijfsleven).

2. In dat schrijven wordt de CREG gevraagd naar haar standpunt over de wetsvoorstellen (en amendementen) betreffende correctieve maatregelen met betrekking tot de nucleaire winst die door de partijen Ecolo-Groen!, CD&V/cdH, N-VA en sp.a werden ingediend. Verder werd ook gevraagd om relevante studies die de CREG in tussentijd zou hebben verricht, onverwijld over te maken.

3. De CREG heeft op 17 juni 2011 haar studie (F)110609-CDC-1072 betreffende *'de* economische waardering van nucleaire energie en een voorstel voor de nucleaire bijdrage' aan de Commissie Bedrijfsleven overgemaakt.

4. Op 29 juni 2011 ontving de CREG nog een bijkomende vraag van de Voorzitter van de Commissie Bedrijfsleven, met name een vraag tot advies over het wetsvoorstel van Lijst Dedecker (LDD).

5. Voorliggende studie heeft als doel de vijf wetsvoorstellen die aan de CREG werden overgemaakt te analyseren, zowel vanuit economisch als juridisch standpunt. Daartoe werd aan de indieners van het wetsvoorstel de mogelijkheid gegeven om hun wetsvoorstel mondeling toe te lichten. Ecolo-Groen!, N-VA en LDD hebben van die mogelijkheid gebruik gemaakt.

6. Deze studie werd door het Directiecomité goedgekeurd tijdens zijn vergadering van 8 september 2011.

I. WETSVOORSTEL ECOLO-GROEN!

Wetsvoorstel (Olivier Deleuze, Kristof Calvo) tot invoering van een heffing op de winsten van de afgeschreven kerncentrales, teneinde een betere openstelling van de Belgische elektriciteitsmarkt te garanderen, hernieuwbare energie en energie-efficiëntie te promoten en de algemene energiekosten te drukken, nr 732/1 en 2 (amendementen van de heer Deleuze cs)

Officiële samenvatting (DOC 53 0732/001)[1]: België staat op energievlak voor drie belangrijke uitdagingen: zorgen voor een eerlijke marktwerking en meer spelers in de sector van de elektriciteitsproductie wat zal bijdragen tot lagere energieprijzen; de klimaatopwarming doeltreffend bestrijden en het energieverbruik beheersen met specifieke aandacht voor de aanpak van energiearmoede.

Om deze beleidskeuzes te realiseren en te financieren, stellen de indieners van dit wetsvoorstel voor:

- een heffing op de winsten van de afgeschreven kerncentrales in te voeren;

- de Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas (CREG) de bevoegdheid te geven om te verhinderen dat die heffing wordt afgewenteld op de door de consument betaalde prijs;

- te bepalen dat de opbrengst van die heffing wordt aangewend om een ambitieus klimaatbeleid te voeren, investeringen in hernieuwbare energie en de aanpak van energiearmoede te financieren.

[1] Onderlijning toegevoegd.

I.1 Economische analyse

I.1.1 Een eerlijke marktwerking, meer spelers en een lagere energieprijs

7. Het wetsvoorstel stelt (cfr. p.4 DOC 53 0732/001) dat de elektriciteitsproductie in België nog steeds in heel ruime mate wordt gedomineerd door de belangrijkste historische operator, met name GDFSuez/Electrabel. Een belangrijke reden hiervoor is volgens de indieners het aanzienlijk voordeel dat de historische speler heeft gehad door de versnelde afschrijving van zijn investeringen in de kern- en steenkoolcentrales.

8. De nieuwe spelers op de Belgische markt bezitten geen afgeschreven centrales. Bijgevolg geniet de historische speler van een structureel kostenvoordeel, wat volgens het wetsvoorstel oneerlijke concurrentie met zich meebrengt. Een gevolg is dat nieuwe spelers zeer moeilijk op de Belgische markt kunnen doordringen en de historische speler nog steeds een groot marktaandeel bezit. Daarenboven worden de winsten amper aangewend om investeringen[2] in België te financieren.

9. Het wetsvoorstel wil dan ook (cfr. p.6 DOC 53 0732/001):

> *" […] een heffing instellen op de uitzonderlijke winsten (stranded benefits[3]) van de elektriciteitsproducenten, die in het kader van de beschermde markt houders zijn van afgeschreven centrales*. De heffing zal ook de vernieuwing en modernisering in de sector van de elektriciteitsproductie stimuleren, omdat ze de concurrentiehandicap van de nieuwe centrales ten opzichte van de afgeschreven centrales opheft […]."

10. Met betrekking tot de hoogte van deze uitzonderlijke winsten wordt naar de berekeningen van de CREG[4] voor het jaar 2007 verwezen (cfr. p.12 DOC 53 0732/001), t.t.z. de nucleaire marge die de CREG op 1,75 – 1,95 miljard EUR heeft ingeschat.

11. De CREG wenst er in eerste instantie op te wijzen dat de winsten die door de eigenaars van nucleaire capaciteit worden gerealiseerd niet enkel het gevolg zijn van de

[2] Er wordt zelfs gedesinvesteerd in België.
[3] Onder *stranded benefits* verstaat de CREG dat deel van de geldstromen dat excessief, tengevolge van de vrijmaking van de markt, richting de eigenaars van productie-eenheden/ elektriciteitsproducenten gaat, ter vergoeding van de investeringen die deze ten tijde van de gereguleerde elektriciteitssector hebben gemaakt.
[4] Studie (F)20100506-CDC-968 over de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie door de nucleaire centrales in België dd. 6 mei 2010.

versnelde afschrijvingen. De nucleaire marges die in de studies 968 en 1072[5] van de CREG werden berekend, zijn het gevolg van 4 bijzondere gebeurtenissen:

i. de versnelde afschrijving van de kerncentrales in het raam van de beschermde markt;

ii. de liberalisering van de elektriciteitsmarkt (en de prijsvorming die daarmee gepaard gaat);

iii. de wet van 21 januari 2003 en het verbod op indienststelling van nieuwe kerncentrales (nucleair moratorium);

iv. de instelling van het mechanisme van uitwisseling van CO_2-quota.

12. Betreffende de oorsprong van deze nucleaire marges onderstreept de CREG bijgevolg dat de winsten, die de versnelde afschrijving van de kerncentrales de kernexploitanten oplevert, alleen niet de totaliteit van deze marges verklaren.

13. De CREG stelt vast dat het wetsontwerp, net zoals zij voorstelt in haar studie 1072, en hoewel anders geformuleerd, de marge die met de nucleaire activiteiten wordt gerealiseerd gedeeltelijk als billijke marge (overgelaten aan de investeerder) kwalificeert en voor het andere gedeelte als overwinst (ingehouden door de overheid). Het onderscheid dat de CREG tussen de begrippen winst, overwinst en billijke marge maakt, is relevanter dan te spreken over “onterechte winsten” (cfr. p.8 DOC 53 0732/001).

14. De CREG stelt echter enkele verschillen vast in de manier waarop het bedrag van de billijke marge wordt berekend.

15. In artikel 3, §3 (cfr. p.15 en 16 DOC 53 0732/001) wordt de formule weergegeven hoe de taks voor het jaar n wordt berekend: Taks(k)=Q(k)*B(k) waarin:

- Q(k) de jaarlijkse elektriciteitsproductie is op basis van nucleaire brandstof, uitgedrukt in MWh;

[5] Studie (F)110609-CDC-1072 betreffende de economische waardering van nucleaire energie en een voorstel tot nucleaire bijdrage.

- B(k) een forfaitair bedrag is per MWh elektriciteit geproduceerd op basis van nucleaire brandstof. Dit forfaitaire bedrag wordt vastgesteld op 34 EUR/MWh en wordt (1) met evenveel vermeerderd als de groothandelsprijs die door de CREG wordt vastgelegd hoger is dan 60 EUR/MWh en (2) met evenveel verminderd als de producent kan bewijzen dat zijn productiekost hoger ligt dan 21 EUR/MWh of dat B(k) het jaarlijkse rendement op het aangewend kapitaal tot minder dan 12% vermindert.

Het bedrag van de billijke marge wordt – impliciet – afgeleid als het bedrag van de nucleaire marge min het bedrag van de belasting min de productiekost, hetzij Q(k)*(Groothandelsprijs(n) – B(k) – Productiekost(n))[6].

16. Als het aangewend kapitaal voor de nucleaire productie lager ligt dan 1,875 miljard EUR[7], stelt de CREG vast dat het bedrag van de billijke marge volgens het wetsvoorstel functie is van de groothandelsprijzen[8].

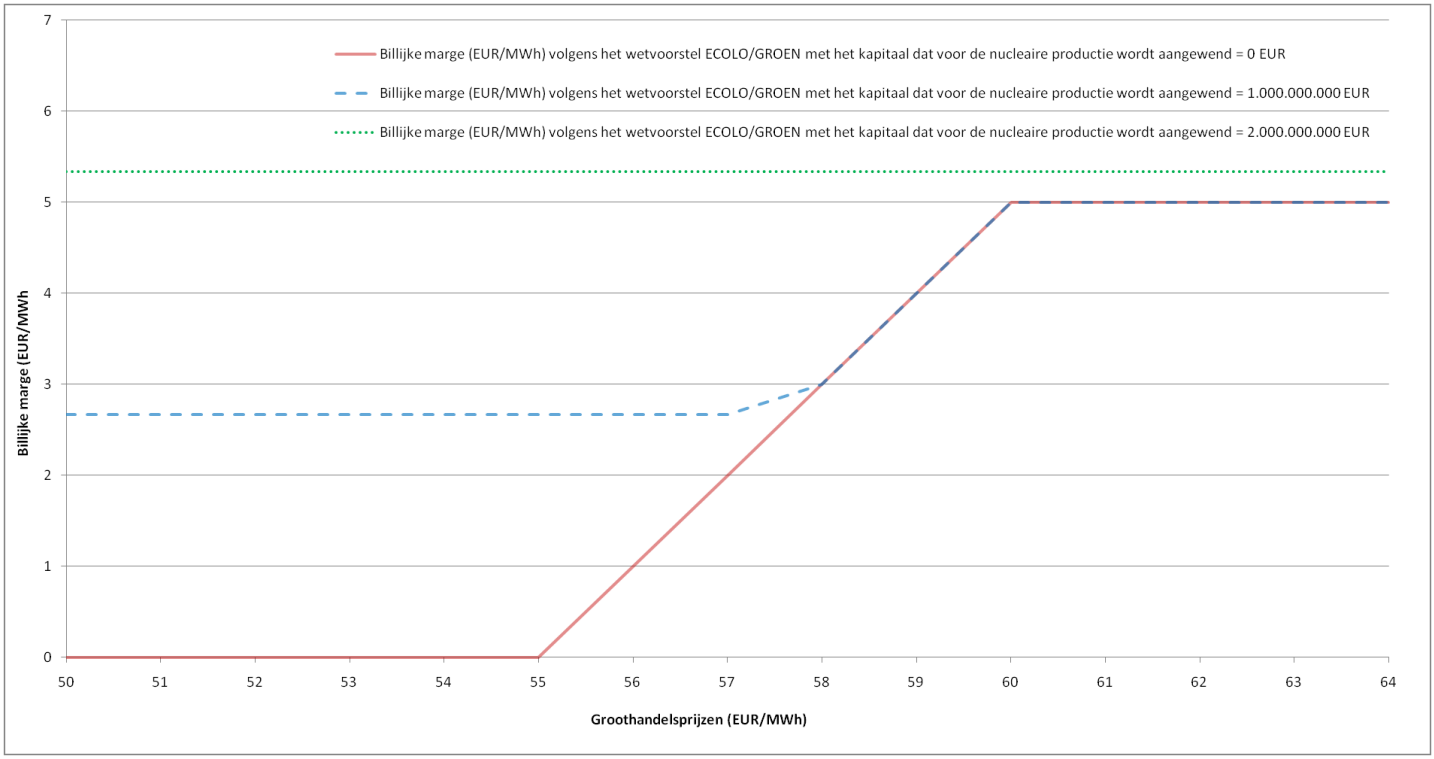
17. De onderstaande grafiek, met op de x-as de groothandelsprijs en op de y-as de billijke marge, illustreert deze vaststelling met als hypothesen een productiekost van 21 EUR/MWh en drie verschillende waarden voor het kapitaal dat voor de nucleaire productie wordt aangewend (0 EUR, 1 miljard EUR en 2 miljard EUR). Uit deze grafiek blijkt dat alleen een aangewend kapitaal van meer dan 1,875 miljard EUR een billijke marge geeft die onafhankelijk is van de groothandelsprijs.

[6] In de veronderstelling van een groothandelsprijs van 60 EUR/MWh, een productiekost van 21 EUR/MWh en een rendement op het aangewend kapitaal dat door de heffing niet tot minder dan 12% per jaar wordt beperkt, bedraagt de billijke marge 5 EUR/MWh (= 60 – 34 – 21).

[7] In de veronderstelling van een elektriciteitsproductie op basis van nucleaire brandstoffen van 45 TWh, stemt 1,875 miljard EUR overeen met 5 EUR/MWh*45TWh/12%.

[8] In de veronderstelling van een productiekost van 21 EUR/MWh, wordt het bedrag van de billijke marge die in het wetsontwerp is opgenomen wiskundig als volgt berekend:
Billijke marge = MAX (MIN (Groothandelsprijs – 55 ; 5) ; 0,12*aangewend kapitaal/productie).

Figuur 1: Bedragen van de billijke marge volgens het wetsvoorstel van Ecolo-Groen!



18. Overwegende dat:

i. volgens het wetsontwerp, en in de veronderstelling dat het aangewend kapitaal voor de nucleaire productie lager ligt dan 1,875 miljard EUR, de billijke marge maximaal is als de groothandelsprijs hoger ligt dan 60 EUR/MWh,

ii. volgens het wetsontwerp, de CREG de bijzondere regels voor de vaststelling van de groothandelsprijs voorstelt;

iii. de CREG, zoals uiteengezet in haar studie 1072, de noteringen van het segment Power BE op de Endex-elektriciteitsbeurs als de groothandelsprijs beschouwt;

iv. de bedrijven Electrabel, SPE, E.ON en EDF in juli 2011 vier van de negen leden van het *pricing panel* van het segment Power BE van deze beurs zijn[9];

oordeelt de CREG dat het niet wenselijk is dat het bedrag van de billijke marge in functie van de groothandelsprijzen zou worden vastgesteld.

[9] http://www.apxendex.com/index.php?id=327

Om te vermijden dat bepaalde averechtse stimulansen hun intrede in het *pricing panel* van het segment Power BE van Endex doen, acht de CREG het wenselijk om:

- ofwel de herziening van de waarde van de parameter B(k) te voorzien in het geval het verschil tussen de groothandelsprijs en 60 EUR negatief is[10];

- ofwel in het wetsontwerp het bedrag van de billijke marge[11] en het bedrag van de heffing expliciet te definiëren als het bedrag van de nucleaire marge MIN het bedrag van de billijke marge zoals hiervoor vastgesteld.

19. In artikel 3, §4, tweede lid, van het wetsvoorstel (DOC 53 0732/001) wordt met betrekking tot groothandelsprijs het volgende bepaald:

> *"De […] groothandelsprijs […] wordt binnen twee maanden na de inwerkingtreding van deze wet vastgesteld door de commissie, op basis van de gemiddelde marktprijs voor elektriciteit*
> *op de Belgische markt gedurende 12 maanden voorafgaand aan de berekening."*

20. Als deze wet in werking zou treden in de herfst van 2011 en 2011 het eerste jaar van toepassing zou zijn, begrijpt de CREG dat de groothandelsprijs voor 2011 einde 2011 zou moeten worden berekend op basis van de noteringen in de loop van 2011 voor een levering in datzelfde jaar. Er bestaan gelijkaardige types van noteringen op Belpex (*Day Ahead* noteringen) en zelfs op Endex (noteringen van bepaalde *Monthly* of *Quarterly* contracten). Zoals we in onze studie 1072 hebben benadrukt, mogen deze noteringen echter niet als representatieve referenties worden beschouwd voor de verkoop van elektriciteit die door de kerncentrales in de loop van 2011 werd geproduceerd: alleen de Cal 2011-noteringen in de loop van de jaren 2008, 2009 en 2010 zijn representatief.

21. Om een groothandelsprijs te gebruiken die representatief is voor de verkoop van elektriciteit geproduceerd door de kerncentrales, acht de CREG het wenselijk om de 9e alinea van pagina 15 van het wetsontwerp als volgt aan te passen: "*de groothandelsprijs (…) wordt binnen twee maanden na de inwerkingtreding van deze wet vastgesteld door de*

[10] De 8e alinea van pagina 15 van het wetsontwerp zou in deze optiek als volgt kunnen worden aangepast:
"§4. Het forfaitaire bedrag B(k) bedoeld in § 3 wordt vermeerderd met het ~~positieve~~ verschil tussen de groothandelsprijs voor elektriciteit per MWh en 60 euro."(doorhaling toegevoegd).

[11] Deze billijke marge zou ofwel een vast bedrag kunnen zijn (uitgedrukt in EUR/MWh), ofwel een percentage van het aangewend kapitaal voor de nucleaire productie.

commissie, op basis van de gemiddelde elektriciteitsprijs op de Belgische markt gedurende de 3 jaar voorafgaand aan het jaar waarin de belasting wordt toegepast." De argumenten hiervoor werden in studie 1072 uiteengezet.

22. Het wetsvoorstel voorziet (cfr. p.12 DOC 53 0732/001) verder de mogelijkheid om het jaarlijks bedrag van de heffing te herzien. De regeling laat de producenten de mogelijkheid aan te tonen dat hun kostprijs per megawattuur, of het aangewend kapitaal, hoger ligt dan wat in de aanvangshypotheses wordt toegestaan.

23. Het is inderdaad zo dat de nucleaire marge van jaar tot jaar varieert. Hiermee dient dan ook rekening te worden gehouden wanneer de heffing wordt bepaald. Net zoals de CREG in haar studie 1072 heeft uiteengezet, bepaalt het wetsvoorstel dat er een duidelijk en transparant wetgevend kader nodig is om een eind te maken aan een beleid dat willekeurige bedragen in programmawetten regelt. De CREG heeft daarom voorgesteld om vanaf 2013 te werken met een formule die duidelijk bepaalt wat onder billijke marge kan worden verstaan en welk bedrag kan worden afgeroomd.

24. Het wetsvoorstel stelt in artikel 2 (cfr. p.14 DOC 53 0732/001), derde paragraaf het volgende:

> *" De commissie ziet erop toe dat die heffing voor de consument niet tot gevolg heeft dat het elektriciteitstarief wordt verhoogd. Daartoe moeten alle actoren op de elektriciteitsmarkt, die al dan niet in België gevestigde natuurlijke of rechtspersonen zijn, de commissie binnen de door haar vooropgestelde termijnen periodieke informatie verschaffen met het oog op de opvolging van de marktwerking, van de mededinging en van de technische en tarifaire aspecten van de elektriciteitsmarkt."*

25. De CREG is voorstander om een bepaling in het wetsvoorstel op te nemen die het doorrekenen van de heffing expliciet verbiedt. In de huidige regeling is dit ook voorzien. Via de Programmawet van 22 december 2008 werd een paragraaf toegevoegd die het volgende stelt:

> *"De kernexploitanten bedoeld in artikel 2,5°, en elke andere vennootschap bedoeld in artikel 24, §1, mogen hun individuele bijdrageplicht op generlei wijze doorrekenen of verhalen, rechtstreeks of onrechtstreeks, op andere ondernemingen of op de eindafnemer."*

26. Nog in artikel 2 wordt bepaald dat de CREG wordt bevoegd om alle dienstige informatie op te vragen om na te gaan welke kosten de producenten dragen en hoe zij hun tarieven bepalen. Indien die plicht inzake informatieverstrekking niet wordt nageleefd, kan de producenten een administratieve geldboete worden opgelegd.

27. De CREG wenst erop te wijzen dat zij deze bevoegdheid al heeft, en toepast. De volledige medewerking van de betrokken actoren is echter noodzakelijk om deze bevoegdheid ook in de praktijk om te zetten. De CREG brengt in herinnering dat er momenteel bij het Hof van Beroep in Brussel een juridische procedure loopt in het kader van een administratieve geldboete die de CREG aan Electrabel heeft opgelegd omwille van het feit dat deze niet de nodige gegevens wil opleveren in het kader van een eerder onderzoek[12].

I.1.2 De besteding van het fonds

28. Met de opbrengst van de heffing dienen volgens het wetsvoorstel twee zaken te gebeuren (cfr. p.8 e.v. DOC 53 0732/001). Enerzijds dient de opbrengst van de heffing deels te worden aangewend om een ambitieus federaal klimaatbeleid te financieren. Anderzijds dient de opbrengst van de heffing ook ten goede te komen aan de consumenten die jaren te hoge energiefacturen betaalden. De uitwerking van deze doelstelling is opgenomen in artikel 4 van het wetsvoorstel (cfr. p.19 en 20 DOC 53 0732/001, gewijzigd door het amendement DOC 53 0732/003).

29. De uiteindelijke bepaling stelt dat de opbrengst van de heffing in het zogenaamd “Compensatiefonds” wordt gestort dat door de commissie wordt beheerd. De middelen van het Compensatiefonds worden vervolgens gestort in:

- het Fonds ter Reductie van de Globale Energiekost, dat is ingesteld bij titel I, hoofdstuk VIII, van de programmawet van 27 december 2005;

[12] Het onderzoek kadert in een vraag van de Minister om het bekomen resultaat uit studie 968, betreffende de nucleaire winst, te vergelijken met de cijfers die in de boekhouding van Electrabel kunnen worden teruggevonden en dus het bedrijfsresultaat samenstellen. Wegens het uitblijven van een antwoord op de vragen van de CREG stelde de CREG Electrabel op 2 december 2010 in gebreke.

- het Fonds bestemd voor de financiering van het federale beleid ter reductie van de emissies van broeikasgassen. Die middelen worden uitsluitend in maatregelen ter vermindering van de uitstoot van broeikasgassen op het Belgisch grondgebied geïnvesteerd;

- een fonds bestemd voor de financiering van de niet-terugvorderbare steun aan initiatieven ter bevordering van onderzoek en ontwikkeling met het oog op de verbetering van kennis, waardoor België uiteindelijk bij machte kan zijn de in het kader van het Protocol van Kyoto en ongeacht welk ander internationaal verdrag aangegane verbintenissen makkelijker na te leven, zulks dankzij een verbetering van de energie-efficiëntie en van het gebruik van hernieuwbare energieën.

De Koning bepaalt de verdeling van de middelen tussen die drie fondsen.

30. De CREG wenst er hier op te wijzen dat de bevoegdheden inzake energiebesparing op regionaal niveau zitten. Verder wenst de CREG er ook op te wijzen dat er voor de besteding van de heffing door de EU beperkingen worden opgelegd (cfr. I.2. Juridische analyse). Als suggestie voor de besteding van de middelen stelt de CREG voor om de kost die de *offshore* windparken met zich meebrengen, niet te laten repercuteren in de elektriciteitsfactuur van de eindconsument.

31. Ter herinnering, in haar studie 944[13] raamde de CREG de gemiddelde jaarlijkse kosten van de verplichte terugkoop door Elia van de groenestroomcertificaten tegen een gegarandeerde minimumprijs op 100 miljoen EUR per *offshore* windmolenpark. Wanneer de 7 *offshore* windmolenparken allemaal operationeel zullen zijn - tegen 2020 -, zal de totale kost van deze steunmaatregel dus 700 miljoen EUR per jaar bedragen. In de huidige omstandigheden herinnert de CREG eraan dat deze kost van 700 miljoen EUR integraal en rechtstreeks door middel van een federale toeslag op de eindafnemer zal worden verhaald.

[13] Studie (F)100128-CDC-944: Studie over de eerste raming van de kostprijs van de maatregelen bedoeld in artikel 7 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt.

I.2 Juridische analyse

32. Het wetsvoorstel heeft tot doel een heffing in te stellen "*op elektriciteit geproduceerd met kerncentrales die werden afgeschreven op de beschermde markt*." De formule "*afgeschreven op de beschermde markt*" is niet erg duidelijk.

33. Als we ervan uitgaan dat de bedoelde heffing een indirecte belasting is, wat niet zeker is, valt ze onder de Richtlijn 2003/96/EG van de Raad van 27 oktober 2003 tot herstructurering van de communautaire regeling voor de belasting van energieproducten en elektriciteit (hierna 'Richtlijn 2003/96/EG')[14] en Richtlijn 2008/118/EG van de Raad van 16 december 2008 houdende een algemene regeling inzake accijns en houdende intrekking van Richtlijn 92/12/EEG (hierna 'Richtlijn 2008/118/EG'). De Richtlijnen 2003/96/EG en 2008/118/EG leggen (onder meer) het algemeen kader dat geldt voor indirecte belastingen op elektriciteit vast.

34. Artikel 1, § 2, van Richtlijn 2008/118/EG preciseert dat de lidstaten op accijnsgoederen nog andere indirecte belastingen met specifieke doeleinden kunnen heffen mits daarbij de communautaire belastingvoorschriften inzake de accijns of de btw in acht worden genomen wat betreft de vaststelling van de maatstaf van heffing en de berekening, de verschuldigdheid en de controle van de belasting, met dien verstande dat de bepalingen betreffende vrijstellingen niet tot die belastingvoorschriften behoren.

35. Wat de '*specifieke doeleinden'* betreft, zegt de rechtspraak van het Hof van Justitie van de Europese Unie dat dit begrip geen betrekking heeft op de (eenvoudige) begrotingsdoelstellingen[15]. De doelstellingen die door het wetsvoorstel worden beoogd, zijn van een andere orde zodat het voorstel van Ecolo-Groen! met dergelijke specifieke doeleinden lijkt opgesteld.

36. De richtlijn laat dus, onder voorwaarden, differentiaties toe bij het vaststellen van andere belastingen, wat erop lijkt te wijzen dat er een gedifferentieerde behandeling kan worden doorgevoerd tussen de elektriciteit afkomstig van de nucleaire productie van afgeschreven centrales en de elektriciteit geproduceerd door andere bronnen.

[14] De elektriciteit (geclassificeerd onder de code GN 2716) vormt inderaad een communautair goed dat aan accijnzen onderworpen is.
[15] Arrest nr. 434/97 en nr. 437/97.

Om aan de richtlijn 2003/96/EG te beantwoorden, mogen de ‘gedifferentieerde belastingniveaus’ enkel in de volgende hypothesen worden toegepast:

- de gedifferentieerde belastingniveaus zijn rechtstreeks aan de kwaliteit van het product gekoppeld;

- de gedifferentieerde belastingniveaus hangen af van kwantitatieve consumptieniveaus voor elektriciteit en energieproducten die voor verwarming worden gebruikt;

- het verschil betreft de volgende vormen van gebruik: plaatselijk openbaar personenvervoer (taxi's inbegrepen), afvalinzameling, strijdkrachten en overheidsadministraties, gehandicapten, ziekenwagens;

- het verschil heeft betrekking op het zakelijk en niet-zakelijk gebruik voor energieproducten en elektriciteit.

Aangezien geen enkele hypothese van gedifferentieerd belastingniveau mogelijk is – vooral omdat de kwaliteit van de elektriciteit identiek is ongeacht de technologie waarmee ze wordt geproduceerd – lijkt de geplande heffing in tegenspraak met de richtlijn 2003/96/EG.

37. Diegene(n) die de heffing moet(en) betalen, wordt(worden) niet ondubbelzinnig geïdentificeerd. De tekst spreekt soms over de ‘ exploitanten van de kerncentrales’ en soms over ‘producenten’. Er bestaat in België echter maar één exploitant van kerncentrales, namelijk de NV Electrabel, terwijl er verschillende producenten zijn die elk een aandeel in de productie van de kerncentrales hebben. 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, onderscheidt overigens deze twee categorieën.

38. Rekening houdend met het bestaan van andere belastingen die direct of indirect op elektriciteit worden geheven en met de onduidelijke aard van de heffing die in het voorstel wordt genoemd (nl. directe of indirecte belasting), loont het de moeite om na te gaan of het principe *non bis in idem* op fiscaal vlak een obstakel zou kunnen zijn voor een heffing op de elektriciteitsproductie van afgeschreven kerncentrales.

Het antwoord lijkt negatief. Hoewel de elektriciteit inderdaad al aan een accijnsrecht is onderworpen (enkel in bepaalde gevallen omdat België bepaalde types elektriciteitsverbruik vrijstelt), betreft een heffing op de elektriciteitsproductie volgens ons:

- niet hetzelfde belastbaar feit;

- niet dezelfde belastingplichtigen, aangezien de heffing op de elektriciteitsproductie zou moeten worden betaald door de elektriciteitsproducenten/-exploitant die de afgeschreven kerncentrales gebruiken, terwijl de accijns die op het elektriciteitsverbruik is verschuldigd, wordt betaald door de verbruiker van de productie van deze centrales en meer algemeen van de andere elektriciteitsproducenten;

- niet hetzelfde doel heeft wat de *ratio legis* van een dergelijk stelsel betreft.

Het principe *non bis in idem* zou dus geen obstakel mogen zijn voor het vestigen van een federale heffing op de elektriciteitsproductie.

De erkenning van het principe *non bis in idem* door de rechtspraak wordt trouwens sterk betwist en de meerderheid van de fiscale doctrine ontkent het bestaan van dit principe in het Belgisch fiscaal recht[16].

39. Het wetsvoorstel belast de CREG met het vaststellen en het innen van het bedrag van de heffing. Ook al heeft de wetgever de CREG in het verleden al belast met het innen van ontvangsten van fiscale aard (de federale bijdrage), toch behoort het niet tot de natuurlijke taken van een regulator om de rol van een fiscale administratie te spelen; daar heeft hij noch de bekwaamheid, noch de middelen voor (zie hierover de opmerkingen van het Rekenhof in zijn controleverslag[17] over de CREG van 7 augustus 2008). In werkelijkheid zou het trouwens volgens de tekst van het voorstel de ontvanger der Domeinen zijn die het bedrag van de heffing zou moeten innen en zou de CREG alleen bevoegd zijn om het bedrag ervan vast te stellen.

[16] Cass. 30 november 1950, *Arr. Verbr.* 1951, 149 ; S. VAN CROMBRUGGE, “De grondregels van het Belgisch fiscaal recht”, *Biblo*, 2011, p.52-54.
[17] Rekenhof, Onderzoek van de jaarrekeningen 2005 tot 2007 en controle van het beheer van de fondsen samengesteld op basis van bijdragen ‘gas’ en ‘elektriciteit’ van de eindverbruiker, DS/3.390.897.

40. Meer fundamenteel, in overeenstemming met het legaliteitsbeginsel inzake belastingen (artikel 170 van de Grondwet), moet de wet de essentiële elementen van de belasting vaststellen. De variabele B(k) in de formule van het ontworpen artikel 21*quinquies*, § 3, werd echter alleen voor het eerste jaar van de toepassing van de heffing vastgelegd en kan mettertijd wijzigen (zie ook het commentaar in het volgende punt). De vastlegging van deze variabele is essentieel voor het bepalen van de verschuldigde heffing en dit zou dus door de wetgevende macht moeten gebeuren, hetzij *a priori*, hetzij door de Koning en mits bevestiging, op korte termijn, van het genomen Koninklijk Besluit.

41. Volgens §§ 5 en 6 van het ontworpen artikel 21*quinquies*, kan het bedrag van de heffing evolueren in functie van de kosten van de elektriciteitsproductie in de kerncentrales. De producent moet hiervoor het bewijs van de omvang van deze kosten leveren. Het voorstel bepaalt dat de producent hiervoor zijn aanvraag binnen "de *twee maanden na de inwerkingtreding van deze wet"* bij de CREG moet indienen. Omdat de heffing herhaaldelijk zal worden toegepast (zie laatste lid van § 3), zou het voorstel een mechanisme moeten bevatten waarmee de producent de stijging van zijn productiekosten kan aantonen, niet alleen bij de inwerkingtreding van de wet, maar ook in de latere jaren.

42. Het wetsvoorstel bevat een aantal bepalingen die al, geheel of gedeeltelijk, in de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt zijn opgenomen:

- onderzoeksbevoegdheden van de CREG (ontworpen artikel 21quinquies, § 9) die ongeveer de inhoud van artikel 30bis, § 3, van de elektriciteitswet overnemen;

- de vertrouwelijkheidsverplichting (ontworpen artikel 21quinquies, § 17) die niets aan artikel 26, § 2, van de elektriciteitswet schijnt toe te voegen;

- strafrechtelijke sancties in geval van verhindering van de controles en onderzoeken van de CREG (ontworpen artikel 21quinquies, § 18), die al in artikel 30 van de elektriciteitswet zijn opgenomen.

Ofwel dienen deze bepalingen aan de hand van de huidige tekst van de elektriciteitswet te worden herzien, ofwel moeten de huidige bepalingen van de elektriciteitswet in de voorgestelde zin worden aangepast.

43. Wat de inning van de heffing betreft, moet het declaratieve karakter ervan, dat een vrijwillige aangifte door de belastingplichtigen veronderstelt, worden onderstreept. Het voorstel detailleert specifieke regels van toepasselijke procedures voor de inning van de heffing, maar in geval van niet-aangifte wordt er blijkbaar niet automatisch een taxatieprocedure ingesteld. De CREG zou in deze gevallen ter plaatse onderzoek moeten verrichten om het bedrag van de heffing vast te stellen – met dit doel worden haar onderzoeksbevoegdheden toegekend – wat verlies van tijd en efficiëntie met zich kan meebrengen. Zoals hierboven reeds vermeld, worden deze bevoegdheden sterk betwist. De tekst voorziet dat de CREG voor de inning van de heffing instaat, maar geeft geen beschrijving van de middelen waarover ze zou beschikken om dit te realiseren.

44. De organisatie van het administratieve beroep tegen de beslissing van de CREG moet grondig worden herzien.

- Eerst en vooral laat het voorstel in zijn huidige formulering verstaan dat er twee soorten beroep zijn: een willig beroep bij de CREG, en een administratief beroep bij de directeur-generaal van de AD Energie van de FOD Economie. In werkelijkheid lijkt er maar één beroep voorzien bij de FOD Economie, aangezien de CREG in feite enkel de rol van doorgeefluik speelt. Het voorstel moet op dit punt worden verduidelijkt.

- Wat de inning van een belasting betreft, lijkt het vermoeden van gegrondheid van het beroep in afwezigheid van een beslissing van de directeur op zijn minst ongepast. Er weze ook opgemerkt dat deze directeur een beslissing neemt en geen 'uitspraak' doet (ontworpen artikel 21quinquies, § 12), aangezien het om een administratief en niet om een jurisdictioneel beroep gaat.

- Fundamenteel lijkt het in strijd met de richtlijn 2009/72/EG dat een beslissing van een regulator – in dit geval het vastleggen van het bedrag van de heffing – het voorwerp kan zijn van een dergelijk administratief beroep. De interpretatieve nota van de Commissie over de reguleringsautoriteiten stelt "*the decision by the NRA cannot be subject to review, suspension or veto by the Government or the Ministry. This, of course, precludes neither judicial review nor appeal mechanisms before any other bodies independent of the parties involved and of any government.*" Aangezien de algemeen directeur van de AD Energie van de FOD Economie niet onafhankelijk is van de politieke macht, maar integendeel

aan de hiërarchische bevoegdheid van de minister van Energie is onderworpen, moet een dergelijk administratief beroep worden uitgesloten.

45. Het jurisdictioneel beroep zoals het door het wetsvoorstel wordt georganiseerd, lijkt enkel de afdwingbaarheid te beogen en niet de eigenlijke heffing. Wat zou dan de beroepsprocedure tegen de heffing zelf zijn? Wie moet er als auteur van de handeling worden beschouwd: de CREG, of de directeur van de AD Energie, die bevoegd lijkt te zijn om de 'definitieve' beslissing te nemen (§ 14)?

46. De betekenis van het ontworpen artikel 21*quinquies*, § 19, lijkt niet duidelijk. De § 9 die erin wordt bedoeld, heeft betrekking op de huiszoekingen en vervolgingen. Aangezien deze meestal met de ordediensten worden uitgevoerd, valt niet goed in te zien hoe de schuldenaar van de heffing zich hieraan zou kunnen onttrekken. § 13 heeft betrekking op de betekening van de beslissing betreffende het bedrag van de heffing aan de schuldenaar. Nogmaals, het is niet duidelijk hoe de schuldenaar zich aan deze bepaling zou kunnen onttrekken en daardoor een administratieve boete zou kunnen oplopen.

47. Het bedrag van de boete, dat de CREG geen enkele appreciatiebevoegdheid laat, is duidelijk buiten verhouding, rekening houdende met de bedragen waarover het gaat. Het laatste lid van artikel 21*quinquies*, § 6 machtigt de Koning om een 'in § 3 bedoelde' billijke marge M te bepalen. Het is ook niet duidelijk welke rol deze marge in de berekening van de heffing speelt.

II. WETSVOORSTEL CD&V/CDH

Wetsvoorstel (Liesbeth Van der Auwera, Raf Terwingen, Catherine Fonck, Joseph George) tot vaststelling van een heffing op kernbrandstof, nr. 1307/1 en 2 (amendement van mevrouw Van der Auwera).

Officiële samenvatting (DOC 1307/001): Volgens de indienster heeft de consument, door de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt, nooit de prijsdaling gekregen waarop hij recht had na de versnelde afschrijvingen van de kerncentrales. Bovendien is de historische operator de vrije markt ingestapt met een groot competitief voordeel.

Zij acht het daarom billijk om dit voordeel terug ter beschikking te stellen van de consument door middel van een heffing op kernbrandstof gebruikt in de kerncentrales op het Belgisch grondgebied.

II.1 Economische analyse

48. Het wetsvoorstel wil (cfr. p.4 DOC 53 1307/001) het voordeel dat de historische operator bezit tengevolge van de versnelde afschrijvingen en de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt, terug ter beschikking stellen van de consument (burger) door middel van een heffing.

49. Het wetsvoorstel zorgt er verder voor dat (cfr.: bovenaan p.5 DOC 53 1307/001):

> *" […] een level playing field wordt gecreëerd door een verhoging van de productiekosten van de kernexploitanten (zodat nieuwe exploitanten de concurrentie kunnen aangaan).Op deze wijze wordt de marginale kostprijs van kerncentrales gecorrigeerd zoals dit het geval is via het Emissions Trading System (ETS) systeem voor CO_2 producerende eenheden"*

50. De CREG wenst eerst en vooral op te merken dat het voordeel dat de historische operator bezit, door vier factoren wordt bepaald (cfr. studie 1072):

i. de versnelde afschrijvingen van de nucleaire eenheden ten tijde van de gereguleerde markt;

ii. de vrijmaking van de elektriciteitsmarkt (en de prijsvorming[18] die daarmee gepaard gaat);

iii. de wet van 21 januari 2003 en het verbod om nieuwe nucleaire centrales op het Belgisch grondgebied in gebruik te nemen (nucleair moratorium);

iv. het quotasysteem met betrekking tot emissies van CO_2.

51. Het wetsvoorstel stelt terecht dat deze factoren ervoor zorgen dat de historische operator een structureel kostenvoordeel ten opzichte van potentiële concurrenten heeft. Met het opleggen van een heffing kan dit kostenvoordeel in grote mate worden weggewerkt (en kan één van de voornaamste toetredingsdrempels worden weggenomen).

52. Om dit kostenvoordeel te corrigeren, stelt het wetsvoorstel een heffing voor op kernbrandstof gebruikt in de kerncentrales op het Belgisch grondgebied. De heffing bedraagt 120 EUR/gram kernbrandstof die in de kernreactor wordt geladen en is een accijns. Dit zou, volgens het wetsvoorstel, overeenkomen met een jaarlijkse heffing van ongeveer 750 miljoen EUR.

53. Zoals reeds door de CREG in haar studie 1072 werd aangehaald, brengt de implementatie van dergelijk mechanisme in de praktijk een aantal moeilijkheden met zich mee. De CREG vat deze hieronder samen.

[18] Cfr.: Uiteenzetting van de CREG in de Commissie Bedrijfsleven op 9 februari 2011. De prijs werd ten tijde van het Controlecomité op basis van een *cost plus* mechanisme bepaald. In de vrijgemaakte markt wordt de prijs bepaald op basis van de marginale kost van de laatst ingezette centrale om aan de vraag te voldoen. Zoals het wetsvoorstel terecht vermeldt, is de beursprijs hiervoor een goede indicatie.

II.1.1 Kernbrandstof

54. Een eerste belangrijk begrip dat moet worden uitgeklaard, is de term 'kernbrandstof'. In artikel 2, 1° van het wetsvoorstel (DOC 53 1307/001) wordt onder kernbrandstof het volgende verstaan:

> *"Plutonium 239, Plutonium 241, Uranium 233, Uranium 235, Uranium 238 alsook Thorium, ook in verbindingen, legeringen, keramische samenstelling en mengsels die onder bepaalde omstandigheden een kettingreactie kunnen veroorzaken."*

55. Echter, in het amendement[19] (DOC 53 1307/002) wordt dit vervangen door:

> *"Plutonium 239, Plutonium 241, Uranium 233 alsook Uranium 235 ook in verbindingen, legeringen, keramische samenstelling en mengsels die onder bepaalde omstandigheden een kettingreactie kunnen veroorzaken."*

Anders gesteld, Uranium 238 en Thorium zijn uit de lijst verwijderd.

56. Door die aanpassing door te voeren, is het wetsvoorstel voor wat het begrip 'kernbrandstof' betreft volledig in lijn met de Duitse wet[20] van 8 december 2010. Deze aanpassing is terecht: het weerhouden van de vier elementen Uranium 233 en Uranium 235 enerzijds en Plutonium 239 en Plutonium 241 anderzijds stemt overeen met de wetenschappelijke bevindingen dat enkel deze elementen splijtbaar zijn voor thermische neutronen[21] (zoals dat het geval is in de kerncentrales vandaag de dag). Uranium 238 en Thorium 232 zijn, *for all practical purposes*, niet splijtbaar door thermische neutronen. Bijgevolg kunnen deze in het kader van deze wettekst dan ook niet worden belast.

57. Daarenboven is het zo dat in de huidige drukwaterreactoren alleen Uranium 235 wordt gespleten. Er wordt op het Belgisch grondgebied geen gebruik meer gemaakt van de zogenaamde MOX-elementen (Mixed Oxides).

---

[19] Dezelfde wijziging dient te gebeuren in het artikel 4 waar het accijnstarief wordt bepaald.

[20] Kernbrennstoffsteuergesetz (KernbrStg), ausfertigungsdatum 08/12/2010. Deze bepaalt onder artikel 2, 1. Kernbrennstoff: a) Plutonium 239 und Plutonium 241; b) Uran 233 und Uran 235.
Bron: http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/kernbrstg/gesamt.pdf

[21] Een thermisch neutron is een neutron dat de juiste snelheid heeft (het heeft een energie van ongeveer 0,025eV) om in de kern te worden opgenomen. Indien het neutron te snel gaat, dan kaatst het terug van de uraniumkern. Om de snelheid van nieuwe neutronen die vrijkomen bij de splijting af te remmen, wordt een moderator (vb.: water) gebruikt.

II.1.2 Moment waarop de belasting verschuldigd is

58. In artikel 6 (DOC 53 1307/001) wordt het volgende vooropgesteld (onderlijning toegevoegd):

> *"De schuldenaar van de heffing is de heffing verschuldigd zodra een brandstofelement of een afzonderlijke brandstofnaald voor het eerst in een kernreactor ingebracht wordt en een zichzelf in stand houdende kettingreactie opgestart wordt. De vervanging van aantoonbaar defecte brandstofnaalden leidt niet tot een heffing."*

59. Anders gesteld, op het moment dat een brandstofelement (of brandstofnaald) voor het eerst in een kernreactor wordt ingebracht, wordt op elke gram kernbrandstof die dat element bevat 120 EUR als accijns opgelegd. Dit zou volgens het wetsvoorstel overeenkomen met een jaarlijkse heffing van 750 miljoen EUR. Teruggerekend betekent dit dat er volgens dit wetsvoorstel elk jaar 6.250.000 gram (750 miljoen EUR/120 EUR/gram) = 6,25 ton) kernbrandstof wordt geladen.

60. De analyse van deze redenering vereist onvermijdelijk een technisch-wetenschappelijke tussenkomst. De analyse gebeurt voor een type PWR-reactor, grootte-orde +/- 1.000MWe, zoals die vandaag in België functioneert (vb.: eenheid Doel 3).

61. De gebruikte brandstof (uraniumdioxide) UO_2 is tegenwoordig verrijkt met iets meer dan 4%[22] van het isotoop U235. Voor de eenvoud van de oefening wordt hier van een verrijkingsgraad van 4% uitgegaan. Dit impliceert dat er 96% van het niet-splijtbaar isotoop U238 aanwezig is. Deze brandstof wordt onder de vorm van tabletjes in de splijtstofstaven ingebracht. Een geheel van splijtstofstaven vormt een splijtstofelement (of splijtstofbundel). Het zijn deze splijtstofelementen die in de reactorkern worden geladen.

62. De vraag die dan dient te worden gesteld, is hoeveel MWh_e met één kilogram van 4% verrijkt uranium kan worden geproduceerd en over welke periode dat gebeurt. Om dit exact te berekenen, dient men de exacte versplijtingsgraad[23] te kennen. Deze waarde is niet publiek gekend maar wordt op 46,4 MWd_{th}/kg_{HM} geschat. Indien we dit vervolgens

[22] Het percentage is afhankelijk van de bron en van de centrale.
[23] De versplijtingsgraad geeft de energie-inhoud van de nucleaire brandstof weer, uitgedrukt in MWd_{th}/kg_{HM}.. HM staat voor Heavy Metal. Dit is de conventionele benaming voor de initiële hoeveelheid uranium (U238 en U235) aanwezig in de splijtstof.

vermenigvuldigen met 24h/d en een rendement in rekening brengen van 33% geeft dit 367,49 MWh_e. Deze hoeveelheid elektriciteit wordt geproduceerd over drie à vier jaar.

63. Laten we uitgaan van een totale cyclusduur van 4 jaar bestaande uit elk 330 dagen en een versplijtingsgraad van 46,4 MWd_{th}/kg_{HM}. Doel 3 heeft 30.444.919 MWh geproduceerd over de periode 2007-2010. Indien we dit getal door 367,49 MWh_e delen, bekomen we 82.846 kg of 82,3 ton[24] uranium (HM) aanwezig in een eenheid van het type Doel 3. Hiervan is 4% U235, t.t.z. 3.313,84 kg.

64. We breiden de redenering uit naar het ganse Belgische nucleaire productiepark. In de periode 2007-2010 heeft het ganse park 179.899.683 MWh geproduceerd. Indien we dit laatste getal delen door 367,49 MWh_e dan bekomen we 489.536 kg uranium. Hiervan is 4% U235, t.t.z. 19.581 kg.

65. Deze hoeveelheid wordt niet elk jaar geladen. Vroeger verbleef de splijtstof drie jaar in de reactor. Elk jaar werd dan 33% van de brandstof vervangen. Tegenwoordig werkt men in bepaalde centrales met cycli van 18 maanden, of met cycli van 12 maanden met een totale periode van 4 jaar.

66. In de veronderstelling dat men werkt met 4 cycli van 12 maanden, wordt elk jaar ongeveer 25% van de brandstofelementen vervangen. In de plaats daarvan wordt voor 25% nieuwe brandstofelementen geladen, t.t.z. 122.384 kg uranium of 4.895 kg U235. Als we dit vermenigvuldigen met 120 EUR/g dan geeft dit een opbrengst van 587,4 miljoen EUR (en dus geen 750 miljoen EUR). Om het bedrag van 750 miljoen EUR te bereiken zou de heffing ongeveer 153 EUR/g moeten zijn. Dit ligt dichter bij de waarde (145 EUR/g) die in Duitsland[25] wordt gehanteerd[26].

---

[24] Deze berekeningen zijn in overeenstemming met andere bronnen:
M.Vincke, "Belgian Experience of Power Uprates", in "implications of power uprates on safety margings of nuclear power plants", Report of a technical meeting organized in cooperation with the OECD/NEA, held in Vienna, October 2003, IAEA-TECDOC-1418, IAEA, Vienna, September 2004.
Paul De Meester, Kernenergie: nee bedankt, ja graag, 1985 op p.65: *" […] De bijna twintig miljoen tabletten in de reactorkern bevatten in totaal 82,5 ton uraniumdoxide […].*

[25] Ook in Finland wordt een uraniumtaks ingevoerd. Er is echter geen informatie over de hoogte beschikbaar.

[26] De Algemene Directie Energie – Afdeling Nucleaire Toepassingen van de FOD Economie spreekt van 356,4 MWh_e, vertrekkende van een versplijtingsgraad van 45 MWd_{th}/kg_{HM}. Dit geeft 501.963 kg uranium waarvan 20.079 kg U235 is. Hiervan wordt elk jaar 25% vervangen, t.tz. 5.020 kg U235. Om een totale taks van 750 miljoen EUR te bekomen dient de waarde van de heffing dan ongeveer 149 EUR/g te zijn.

67. Bovenstaande berekening geeft aan hoe gecompliceerd dergelijke benadering is. Men is heel sterk afhankelijk van de gegevens waarover de kernprovisievennootschap (Synatom) of de nucleaire exploitant (Electrabel) beschikt of van het maken van hypotheses. Het is Synatom die eigenaar is van de brandstofelementen. De nucleaire exploitant betaalt "een huurprijs" voor het gebruik ervan.

68. In het kader van studie 968 en studie 1078 antwoordde Synatom op de vragen van de CREG met:

> "*de N.V. Synatom niet onder de verplichtingen valt zoals voorzien door artikel 26 van de elektriciteitswet, aangezien de N.V. Synatom niet begrepen is in de definitie van "elektriciteitsbedrijf".*

Anders gesteld, omwille van het feit dat Synatom niet valt onder de wettelijke bepalingen van de elektriciteitswet die de CREG toelaten om informatie bij elektriciteitsbedrijven op te vragen, wenst Synatom niet te antwoorden op de vragen van de CREG. Het is dan ook maar de vraag of de vereiste data door een andere partij zullen kunnen worden bekomen. Dit is ook de reden waarom de CREG het mechanisme van de uraniumtaks niet aanbeveelt.

69. Het wetsvoorstel (DOC 53 1307/001) voorziet in artikel 5 dat de exploitant (dus Electrabel) van de reactoren de benodigde informatie dient op te leveren. Het is het ontvangkantoor van de Douane en Accijnzen die binnen een redelijke termijn moet kunnen nagaan of de opgeleverde informatie volstaat om de basis voor de belastingberekening vast te stellen.

70. Ten slotte kan nog worden opgemerkt dat dergelijk mechanisme geen rekening houdt met de waarde van de output (geproduceerde MWh). De benadering is volledig onafhankelijk van de elektriciteitsprijs en dus de opbrengst die in hoofde van de producenten wordt gerealiseerd.

II.2 Juridische analyse

71. Uranium, evenals de andere splijtstoffen die in de Belgische kerncentrales worden gebruikt, is geen communautair goed dat aan accijns is onderworpen. Dat staat in artikel 1 van de Europese Richtlijn 2008/118/EG houdende een algemene regeling inzake accijns en houdende intrekking van Richtlijn 92/12/EEG (hierna 'Richtlijn 2008/118/EG'). Volgens deze richtlijn kunnen communautaire goederen andere dan accijnsgoederen aan een indirecte belasting (zoals accijns) zijn onderworpen op voorwaarde dat dit geen aanleiding geeft tot formaliteiten in verband met het overschrijden van een grens in het raam van het handelsverkeer tussen de lidstaten[27].

72. Een accijns dat wordt geheven op het verbruik van uranium (of andere splijtstoffen waarvan sprake) in België zou geen aanleiding geven tot dergelijke formaliteiten. Op het vlak van principes lijkt de genoemde Europese richtlijn het instellen van een dergelijke accijns toe te laten. Ook op het vlak van het Euratom-verdrag[28] zou een dergelijke accijns geen speciale vragen oproepen op voorwaarde dat hij de circulatie van brandstoffen niet belemmert[29]. Dit verdrag legt geen enkele beperking op voor het instellen van een accijns op het verbruik van de in het verdrag bedoelde stoffen door de Belgische kerncentrales.

73. Een taks op uranium valt overigens niet binnen het toepassingsgebied van richtlijn 2003/96/EG van de Raad van 27 oktober 2003 tot herstructurering van de communautaire regeling voor de belasting van energieproducten en elektriciteit (hierna 'richtlijn 2003/96/EG' genoemd) aangezien deze splijtstof geen 'energieproduct' is in de zin van deze richtlijn[30]. Deze conclusie zou niet anders luiden indien het voorstel van richtlijn tot wijziging van richtlijn 2003/96/EG zou worden aangenomen.

[27] Artikel 1, §3 van de richtlijn 2008/118/EG.
[28] Artikel 86 van het Euratom-verdrag definieert de bijzondere splijtstoffen zoals plutonium 239, uranium 233, uranium verrijkt tot uranium 235 of 233, en elk product dat een of meer van deze isotopen bevat en andere splijtstoffen die door de Raad zullen worden gedefinieerd met gekwalificeerde meerderheid van stemmen op voorstel van de Commissie.
[29] De beperkingen die door dit verdrag worden opgelegd, hebben inderdaad tot doel de lidstaten te verbieden douanerechten te eisen op de invoer en uitvoer, of taksen met een gelijkaardige werking, zie ook de andere kwantitatieve beperkingen bij de invoer en de uitvoer (zie artikel 93 van het verdrag, te lezen in combinatie met de artikels 86 en 87 van hetzelfde verdrag).
[30] Artikel 2 van de richtlijn 2003/96/EG.

74. Bepaalde auteurs hebben echter in dit opzicht voorbehoud gemaakt, onder meer in de Duitse doctrine[31], ter gelegenheid van de invoering van een taks op uranium[32] in Duitsland. Sommigen spreken over een risico van niet-conformiteit met het principe van één belasting op elektriciteit die richtlijn 2003/96/EG wil invoeren, zodat deze vraag desondanks een bepaalde relevantie heeft.

75. In deze optiek, die de CREG overigens in twijfel trekt, zou men rekening moeten houden met artikel 14, §1, a) van deze richtlijn 2003/96/EG, dat onder meer bepaalt dat "*De lidstaten kunnen deze [energie]producten echter uit milieubeleidsoverwegingen aan belasting onderwerpen zonder inachtneming van de in deze richtlijn vastgestelde minimumbelastingniveaus."* Een dergelijke accijns zou dus uit milieuoverwegingen moeten worden gerechtvaardigd. De rechtvaardiging van het wetsvoorstel zou in deze zin moeten worden aangepast.

76. Zoals de CREG al in haar studie 1072 (nrs. 148 e.v.) heeft vermeld, heeft de invoering van een accijns op nucleaire brandstof in elk geval bepaalde niet te verwaarlozen nadelen. Eerst en vooral zou het mechanisme van een accijns op de brandstof complexer zijn dan de repartitiebijdrage, waarvan de eenvoud moet worden onderstreept. Verder zouden er efficiënte controles moeten worden ingesteld. De telling van de concreet gebruikte hoeveelheden brandstof in de kerncentrales door de fiscale administratie is ongetwijfeld mogelijk, maar blijft zeer moeilijk te organiseren en zou ongetwijfeld tal van toetsingen en verificaties met zich meebrengen. De controle zou dus een niet verwaarloosbare administratieve last met zich meebrengen.

77. De toelichtingen van het voorstel zouden de proportionaliteit van het belastingniveau ten opzichte van de bijdragecapaciteit van de belastingplichtigen (rekening houdende met de omvang van de nucleaire rente) beter moeten rechtvaardigen om het grondwettige karakter van de heffing te versterken.

78. De bovenstaande economische analyse lijkt erop te wijzen dat de elektriciteitsproductie verschilt al naargelang de gebruikte nucleaire brandstof. Het voorstel stelt echter een identieke accijns voor elk type nucleaire brandstof vast.

---

[31] H. Jatzke, "Die Kernbrennstoffsteuer – ein Exot im deutschen Verbrauchsteuerrecht", ZfZ 2010, nr. 11, p. 278 e.s.; R.M Stein et A. Thoms, "Energie- und Stromsteuerrecht: Gesetzliche Entwicklungen 2010", Betriebs-Berater 2011, nr. 8, 471 e.s.; R.B. Carsten, "Verbrauchsteuererhebung als Verboß gegen EU-Recht", IStR 2010, nr. 19, 718 e.s.

[32] Zie ook het rapport van de Nationale Bank van België van 26 april 2011, 'De Belgische nucleaire schaarsterente'.

79. Het doel nagestreefd door de auteurs van het voorstel is het vastleggen van de nucleaire rente, waarvan het bedrag afhangt van de hoeveelheid geproduceerde elektriciteit en niet van de hoeveelheid gebruikte nucleaire brandstof. De afwezigheid van een objectieve correlatie tussen het beoogde doel en het voorwerp van de heffing zou door het Grondwettelijk Hof kunnen worden bekritiseerd.

80. Tot slot blijft de nucleaire brandstof die in de Belgische centrales wordt gebruikt, volgens de informatie van de CREG, contractueel de eigendom van Synatom. In de mate waarin de schuldenaars van de heffing, zoals bedoeld in het voorstel, de nucleaire exploitanten en de bedrijven bedoeld in artikel 24, § 1 van de wet van 11 april 2003 zijn, zou er minstens een verband tussen Synatom en deze schuldenaars moeten worden gelegd.

81. Bovendien legt het voorstel geen enkel verband tussen de hoeveelheid gebruikte nucleaire brandstof en de elektriciteitsproductie. Dat kan voor de bedrijven bedoeld in artikel 24, § 1, van de wet van 11 april 2003, een probleem stellen in het licht van het legaliteitsbeginsel inzake belastingen: hoe zal de administratie nauwkeurig het bedrag kunnen bepalen dat SPE en EDF verschuldigd zijn?

82. Inderdaad, er zijn verschillende ondernemingen die genieten van de geproduceerde MWh, maar er is maar één nucleaire exploitant, en dat is Electrabel. Zoals reeds vermeld, voorziet het artikel 5 van het wetsvoorstel enkel de verplichtingen van de exploitanten van kernreactoren, *in casu* dus Electrabel. Het wetsvoorstel zou dan ook best worden aangepast met een artikel dat bepaalt hoe, en op basis van welke verdeelsleutel[33], de andere ondernemingen dienen bij te dragen.

[33] De repartitiebijdrage zoals die nu is bepaald, wordt verdeeld *pro rata* het aandeel dat de verschillende ondernemingen in de nucleaire productie hebben.

III. WETSVOORSTEL N-VA

Wetsvoorstel (Bert Wollants, Peter Dedecker, Peter Luyckx, Karel Uyttersprot, Flor Van Noppen) tot wijziging van de wet van 11 april 2003 betreffende voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales wat de invoering van een heffing op thermische capaciteit van kerncentrales betreft, nr. 1234/1; (amendementen van de heer Wollants).

Officiële samenvatting (DOC 53 1234/001): De indieners beogen de invoering van een transparante en eerlijke heffing op de thermische capaciteit van kerncentrales. Deze heffing dient de kerncentrales aan te sporen om hun rendement te verhogen en dus investeringen aan te moedigen.

III.1 Economische analyse

83. De bijdrage die dit wetsvoorstel (cfr. Art. 4) voorziet, is verschuldigd per ingezette megawatt thermisch vermogen door middel van de splijting van kernbrandstoffen en bedraagt 3500 EUR/maand (voor het jaar 2011). In de daaropvolgende jaren wordt de bijdrage geïndexeerd op basis van de gemiddelde index van de consumptieprijzen van het voorgaande jaar. Dit zou volgens de huidige capaciteit neerkomen op een totaalbedrag van 750 miljoen EUR per jaar (cfr. Toelichting, 2de alinea).

84. Deze vaste bijdrage van 3500 EUR/maand geldt wanneer de marktprijs voor basiselektriciteit minder is dan of gelijk is aan 50 EUR/MWh (cfr. DOC 53 1234/002). Ze wordt vermeerderd met een variabele bijdrage van 2,14 EUR telkens de genoemde marktprijs met één eurocent stijgt.

85. De CREG kan zich vinden in het idee dat er een soort van “minimum” bijdrage (3500 EUR/MW_{th}/maand) wordt gevraagd die kan worden vermeerderd wanneer aan een bepaalde conditie wordt voldaan (marktprijs *baseload* > 50 EUR/MWh). Echter, de combinatie van de elementen waarop de heffing uiteindelijk wordt bepaald, zijn niet dezelfde. Het vaste bedrag wordt opgelegd op *capaciteit (MW_{th})*, het variabel deel wordt bepaald op *geproduceerde energie (MWh_e)*.

86. Dit zorgt voor verwarring, *a fortiori* omdat de indieners verder stellen dat een heffing op de thermische capaciteit het voordeel heeft dat de kernexploitanten worden beloond voor

gemaakte investeringen (*quod non*, cfr. infra III.1.1 Thermisch vermogen en rendement van een nucleaire centrale) om het rendement van de kerncentrales te verhogen (cfr. Toelichting, 1ste alinea).

87. Enerzijds moet het wetsvoorstel de kernexploitant aanzetten om te investeren in het rendement van de nucleaire eenheden (om met dezelfde input meer output te genereren). Anderzijds, wanneer de (beoogde toegenomen) geproduceerde hoeveelheid meer opbrengt dan 50 EUR/MWh, wordt de heffing verhoogd.

88. Een ander argument dat volgens de indieners in het voordeel spreekt van een heffing op de thermisch ingezette capaciteit is dat de uitbaters er baat bij hebben om de centrale continu te laten opereren. Na bijkomende uitleg van de indieners is de CREG van mening dat dit argument niet correct is.

89. Als belastbare basis wordt de maximaal ingezette capaciteit per maand bedoeld. Indien het ingezette vermogen over de dagen van een maand fluctueert, dan wordt de maximale waarde, die op die dagen wordt vastgesteld, als belastbare basis genomen. Stel, in een bepaalde maand worden onderhoudswerken aan één van de zeven nucleaire eenheden beëindigd op dag 25 van die maand. Indien deze centrale in dezelfde maand nog weer in gebruik wordt genomen, gaat de belastbare basis omhoog evenredig met het ingezette thermisch vermogen van die eenheid. Het is dus, vanuit het standpunt van de nucleaire exploitant, interessanter om te wachten met het opnieuw in gebruik nemen van de centrale tot de volgende maand (en dus de centrale niet continu te laten opereren).

90. Uit bovenstaande punctuele opmerkingen blijkt dat in de toelichting en de motivering van het wetsontwerp een aantal onduidelijke verbanden worden gelegd tussen thermische capaciteit, rendement en de uiteindelijke heffing. In de volgende paragraaf wordt daarom dieper ingegaan op deze begrippen en verbanden.

III.1.1 Thermisch vermogen en rendement van een nucleaire centrale

91. Het nettorendement is de verhouding van het nominaal netto[34] elektrisch vermogen van de centrale (dat beschikbaar is aan de transformator) ten opzichte van het thermisch vermogen[35] van de reactorkern. Dit rendement is voor een kerncentrale van het type PWR ongeveer 33%.

92. De premisse van het wetsvoorstel waarin wordt vooropgesteld dat een heffing op de thermische capaciteit in het voordeel is van de exploitant die investeringen doet om het rendement van de centrale te verhogen, dient in het licht van deze definitie te worden bekeken. Er dient dan ook een onderscheid te worden gemaakt tussen investeringen die resulteren in meer vermogenoutput bij een gelijkblijvend rendement enerzijds, en investeringen die een rendementsverhoging met zich meebrengen anderzijds.

93. De meeste investeringen vallen onder de eerste categorie en hebben als doel de doorstroom van vermogen in de gehele keten te verhogen. Dit gaat steeds gepaard met *meer thermische vermogenontwikkeling in de reactor* en dus met een verhoging[36] van het aantal splijtingen in de reactor. De beperkende factor bij dergelijke operaties is de veiligheid.

94. Dergelijke *uprates*[37] gebeuren meestal door één van de volgende twee acties:

- Een aanpassing van het instelpunt van de reactor, zonder noemenswaardige bijkomende investeringen. Dit is een gevolg van de sterke verbeteringen in de berekeningstechnieken waardoor de onzekerheidsmarges kleiner worden. Anders gesteld, de nucleaire centrales werden niet optimaal benut omwille van veiligheidsaspecten die te “ruim” werden ingeschat. Vandaag de dag kan men deze beter inschatten, waardoor de centrale meer thermisch vermogen aan de secundaire kring en de turbine kan doorgeven.

[34] Het verschil met het bruto elektrisch vermogen aan de uitgang van de *alternator* is het gebruik van de eigen elektrische hulpdiensten van de centrale. Dit eigenverbruik is meestal ongeveer 5% van het bruto outputvermogen.
[35] Het thermisch vermogen is functie van het massadebiet van het koelwater door de reactor en het temperatuurverschil van het koelwater tussen uitlaat en inlaat van de reactor.
[36] Het komt erop neer om een zo optimale schikking van de brandstofelementen in de gehele reactor te bekomen en zodoende het nucleair vermogen te verhogen. Dit zal de “opbrengst” van de nucleaire brandstof verhogen, t.t.z. een hogere versplijtingsgraad (zelfs met gelijkblijvende verrijkingsgraad).
[37] Meer informatie over *power uprates* kan ook worden teruggevonden in IAEA, “Power uprate in nuclear power plants: Guidelines and experience”, IAEA, Nuclear Energy Series, N° NP-T-3.9, Vienna 2011.

- Een tweede mogelijkheid is het vergroten van de capaciteit van de stoomgenerator en de stoomturbine. Bij de stoomgenerator kan dat bijvoorbeeld door een groter oppervlakte tussen primair en secundair circuit beschikbaar te hebben.

95. Samengevat, bovenstaande investeringen verhogen niet het rendement van de centrale, maar zorgen door aanpassingen binnen de reactorkern dat er *meer thermisch vermogen beschikbaar* is om door te geven. Met andere woorden, de thermische capaciteit van de eenheid wordt verhoogd, en in de bepalingen van dit wetsvoorstel bijgevolg ook de belastbare basis.

96. Naast de hierboven vermelde acties kan er ook winst worden gehaald uit een verbetering van het *thermodynamisch rendement* van de secundaire thermodynamische cyclus. Dergelijke rendementsverbeteringen gaan in de praktijk meestal met de hierboven besproken *uprates* gepaard. De rendementsverbeteringen zijn echter van heel beperkte aard.

97. In de databank van het IAEA kunnen een aantal voorbeelden van beide type investeringen worden teruggevonden. Hieruit blijkt dat de vermogentoenames ten gevolge van een hoger nucleair vermogen veel substantiëler waren dan de rendementsverbeteringen. Onderstaande tabel geeft een overzicht.

Tabel 1: Impact van investeringen op thermisch vermogen[38] en rendement

	Initieel netto elektrisch vermogen (Mwe)	Nieuw netto elektrisch vermogen (Mwe)	Delta vermogen	Delta rendement
Tihange 1	870	962	10,60%	32,70% -> 33,48%
Tihange 2 Totaal	900	960	6,67%	32,31% -> 33,05%
Tihange 2 APAC	960	1008	5%	33,05% -> 32,90%
Tihange 2 APRGV	960	1008	12%	32,31% -> 32,90
Doel 3	900	1006	11,78%	32,32% -> 32,83%
Doel 2	395	433	9,62%	33,14% -> 33,05%

[38] APAC een *uprate* zonder vervanging van de stoomgenerator, APRGV een *uprate* met vervanging van de stoomgenerator.

98. De investeringen die er effectief voor zorgen dat er meer MWh elektriciteit kunnen worden geproduceerd, gebeuren in het "*radioactieve"* gedeelte van de centrale en zorgen ervoor dat er meer thermisch vermogen beschikbaar wordt gesteld; met andere woorden, de investeringen beïnvloeden de thermische capaciteit (en dus de belastbare basis). Daarenboven zijn dergelijke investeringen in België in grote mate reeds uitgevoerd.

III.1.2 Opbrengst en besteding heffing

99. De opbrengst van de heffing (cfr. artikel 4 DOC 53 1234/001) zal voor het jaar 2011 volledig voor de Rijksmiddelenbegroting worden aangewend. In de daarop volgende jaren zal dit telkens worden verminderd met 18 procent tot het jaar 2016 en met 10 procent in het jaar 2017, ten voordele van het Fonds Hernieuwbare Energie, zodat uiterlijk in 2017 de geïnde nucleaire bijdrage voor 100 procent voor het Fonds Hernieuwbare Energie zal worden aangewend.

100. Dit fonds wordt belast met de benodigde investeringen ter bevordering van de ontwikkeling van de exploitatie van hernieuwbare energiebronnen in de Noordzee.

101. Zoals aangegeven in haar studie 1072 (cfr. III.4 Besteding opbrengst maatregel) vindt de CREG de ondersteuning van de ontwikkeling van de *offshore* windenergie met een deel van de nucleaire rente een goed opzet. Ter herinnering, in haar studie 944[39] raamde de CREG de gemiddelde jaarlijkse kosten van de verplichte terugkoop van de groenestroomcertificaten door Elia tegen een gegarandeerde minimumprijs op 100 miljoen EUR per *offshore* windmolenpark. Wanneer de 7 *offshore* windmolenparken allemaal operationeel zullen zijn - tegen 2020 - zal de totale kost van deze steunmaatregel dus 700 miljoen EUR per jaar bedragen. In de huidige omstandigheden herinnert de CREG eraan dat deze kost van 700 miljoen EUR integraal en rechtstreeks door middel van een federale toeslag op de eindafnemer zal worden verhaald.

102. In de toelichting van het wetsvoorstel wordt vooropgesteld dat de totale jaarlijkse opbrengst van de heffing, rekening houdend met de huidige capaciteit, neerkomt op 750 miljoen EUR, vertrekkend van 3.500 EUR/maand per ingezette MW_{th}.

[39] Studie (F)100128-CDC-944: Studie over de eerste raming van de kostprijs van de maatregelen bedoeld in artikel 7 van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt

103. Aangezien de ingezette MW_{th} per maand niet elke dag van de maand dezelfde waarde aanneemt, werd aan de indieners van het wetsvoorstel gevraagd wat er juist onder de term "per maand ingezette MW_{th}" dient te worden verstaan. Hierop werd geantwoord dat het de maximale waarde betreft zoals gerapporteerd door Elia. Er wordt met andere woorden niet van een gemiddelde notering voor de betreffende maand uitgegaan. Deze benadering heeft een grote impact op het uiteindelijk resultaat. Het gemiddelde zal altijd lager liggen dan de maximale waarde, waardoor de belastbare basis bij de laatste benadering dan ook altijd hoger zal zijn (dan bij een benadering op basis van gemiddeldes)[40].

104. Ten slotte wordt de vaste bijdrage van 3500 EUR/MWth/maand verhoogd met 2,14 EUR/MWth/maand wanneer het gemiddelde van de elektriciteitsprijs voor *baseload* gedurende de drie maanden voorafgaand aan de maand waarin de heffing verschuldigd is, telkens met een eurocent boven 50 EUR/MWh stijgt.

105. Hoe die 2,14 EUR/MWth wordt bepaald, is in het wetsvoorstel niet te achterhalen. Op basis van bijkomende uitleg die bij de indieners werd bekomen, wordt hier een voorbeeld uitgewerkt.

106. In juni 2010 stellen de indieners dat hun belastbare basis voor de vaste bijdrage 18.016 MWth is. Dit geeft een totaal van ongeveer 63,06 miljoen EUR (18.016 MWth* 3.500 EUR/MWth) voor de vaste bijdrage.

107. In juni 2010 werd volgens Elia 3.769.827 MWh geproduceerd. Stel, de prijs was 1 eurocent boven de vooropgestelde prijs van 50 EUR/MWh. Dit betekent een meeropbrengst van 37.698,27 EUR (3.769.827 MWh* 0,01 EUR/MWh) in juni. Indien we vervolgens deze meeropbrengst delen door de ingezette MWth van de maand dan bekomen we een extra variabele bijdrage van 2,09 EUR/MWth wat de 2,14 EUR/MWth uit het wetsvoorstel benadert[41].

108. Echter, de indieners stellen in hun bijkomende uitleg voorop dat slechts 50% van deze extra inkomst bij de vaste heffing wordt geteld. Voor de maand juni in 2010 zou dit dus 1,05 EUR/MWth in plaats van 2,09 EUR/MWth betekenen. Bijkomende verduidelijking omtrent deze variabele bijdrage is dan ook noodzakelijk.

[40] Ter verduidelijking van de doelstelling van het wetsvoorstel hebben de indieners een cijfervoorbeeld aangebracht voor 2010. Dit kwam uit op 742,42 miljoen EUR.
[41] Een zelfde berekening voor augustus geeft 2,35 EUR/MWth.

III.1.3 Case: Zweden

109. Voor haar wetsvoorstel heeft de N-VA zich gebaseerd op het Zweedse model. Zweden heeft vandaag de dag 10 nucleaire eenheden die voor ongeveer 40% van de elektriciteitsproductie[42] in het land instaan.

110. Sinds 1984 wordt elektriciteit, die door middel van nucleaire centrales wordt geproduceerd, onder de vorm van een *production tax* belast. In 2000 is er een hervorming van de taks doorgevoerd waardoor deze sindsdien wordt geheven op basis van de thermische output van de reactoren, of anders gesteld onafhankelijk van de hoeveelheid elektriciteit die met deze centrales wordt geproduceerd.

111. Oorspronkelijk bedroeg de taks 5.514 SEK/MW_{th} per maand. In 2006 werd deze taks verhoogd tot 10.200 SEK/MW_{th} per maand en in 2008 werd deze nogmaals aangepast tot 12.684 SEK/MW_{th} per maand. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de opbrengsten van deze taks over de tijd heen.

Tabel 2: Nuclear power tax Zweden (MSEK) (Bron: Statistics Sweden)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009*	2010*
Total	62 660	65 643	69 760	72 481	74 486	78 375	80 054	82 263	86 291	87 457	90 545
Energy tax	**52 838**	**55 987**	**59 552**	**61 983**	**63 810**	**65 580**	**66 615**	**67 634**	**69 065**	**70 423**	**73 573**
Energy tax (total)	38 332	36 421	37 189	36 454	34 948	37 412	38 024	38 288	38 387	40 099	41 209
of which: fuel tax	27 032	23 858	23 214	20 797	17 880	19 461	19 276	19 457	19 590	20 224	20 148
electricity tax	11 300	12 564	13 975	15 657	17 069	17 951	18 748	18 831	18 797	19 875	21 061
Other product taxes on electricity	2 345	2 592	2 433	2 288	2 372	2 483	3 846	4 219	4 908	4 240	5 030
of which: hyrdroelectic power tax	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
nuclear power tax [1]	1 708	1 862	1 789	1 829	1 863	1 794	3 198	3 238	3 976	3 394	3 997
fees/tax for reduction and storage	637	730	644	459	509	689	648	981	932	846	1 033
Carbon dioxide tax	12 162	16 973	19 930	23 241	26 490	25 685	24 745	25 127	25 770	26 084	27 334

112. In de tabel kan men duidelijk de verhoging in 2006 en 2008 vaststellen. De cijfers voor 2009 en 2010 betreffen schattingen. In 2008 was de totale opbrengst van de nucleaire taks ongeveer 4 miljard SEK, omgerekend[43] 414 miljoen EUR. Met een totale productie van ongeveer 61,3 TWh (voor 2008) geeft dit ongeveer 6,7 EUR/MWh. Wanneer een reactor voor meer dan 90 opeenvolgende dagen niet operationeel is, dan wordt er een korting van 415 SEK/MW toegestaan voor het aantal dagen boven de 90.

[42] 50% van de elektriciteitsproductie is afkomstig van hydro.
[43] Wisselkoers voor 2008: 1 EUR = 9,65 SEK of 1 SEK = 0,1036 EUR.

113. In vergelijking met het bedrag dat de N-VA nastreeft, in totaal 750 miljoen EUR per jaar of 3.500 EUR/MW_{th} per maand, is de taks in Zweden beduidend lager (12.684 SEK of omgerekend aan de huidige wisselkoers ongeveer 1.368 EUR).

III.2 Juridische analyse

114. Het wetsvoorstel belastte in eerste instantie de CREG om de 750 miljoen EUR voor te schieten (cfr. artikel 3 DOC 53 1234/001). De CREG beschikt echter niet over dergelijke bedragen. Het totale bedrag van de opbrengst van de federale bijdrage, dat tegelijk dient om het budget van de CREG te financieren (15 miljoen EUR) en de budgettaire fondsen die de CREG beheert te spijzen, bedroeg in 2010 slechts 300 miljoen EUR (gas en elektriciteit samen).

115. Door het amendement (DOC 53 1234/002) werd dit gewijzigd. Het is Synatom die uiteindelijk met deze openbare dienstverplichting zal worden belast (net zoals dat vandaag de dag al zo is). Het beroep op Synatom in het mechanisme van de repartitiebijdrage heeft het voordeel dat Synatom (in theorie) beschikt over de som die het bedrag van deze bijdrage vertegenwoordigt.

116. Zowel op principieel vlak als uit praktisch oogpunt lijkt de onderwerping van de bijdrage aan de btw problematisch. Het zou inderdaad gaan om het heffen van een indirecte belasting (de btw) op een directe belasting (de voorgestelde bijdrage), aangezien het bedrag van de bijdrage de maatstaf van heffing van btw zou vormen. Dit kan verschillende problemen veroorzaken.

117. Eerst en vooral moeten we opmerken dat deze bijdrage, of de betaling ervan, volgens de CREG niet als een verlening van diensten of een levering van goederen mag worden beschouwd in de zin van het btw-wetboek en de Europese bepalingen betreffende de btw[44]. Om aan deze kritiek gevolg te geven, zouden we het Belgische btw-wetboek kunnen wijzigen, maar dat is onmogelijk omdat het Belgische btw-wetboek Europese

[44] Naast het feit dat het hier om een verlening van diensten of een levering van goederen zou moeten gaan, zouden we bovendien deze operatie aan de btw moeten onderwerpen, terwijl de leveringen aan de Staat in principe zijn vrijgesteld.

bepalingen omzet op basis waarvan de onderwerping van een dergelijke bijdrage aan de btw in principe niet mogelijk is.

118. Bovendien kan de wettigheid van deze onderwerping aan de btw met betrekking tot de Europese bepalingen over de energieproducten[45], elektriciteit en het algemene accijnsstelsel eveneens in vraag worden gesteld.

119. Als de bijdrage die in dit voorstel wordt voorzien, als directe belasting, niet onder het toepassingsgebied van deze bepalingen valt (ter herinnering, deze bepalingen hebben enkel betrekking op de indirecte belastingen op elektriciteit en de energieproducten), dan zou het gaan om een indirecte belasting die bovenop deze bijdrage komt. Aangezien de btw waarvan sprake is een indirecte belasting is, zouden de principes en beperkingen van de Europese reglementering betreffende het instellen van elk type indirecte belasting die direct of indirect voor elektriciteit is bedoeld, van toepassing zijn op deze btw. Meer bepaald de eis dat het bewijs wordt geleverd dat deze aanvullende belasting een 'gedifferentieerde taxatie' zou zijn die door het Europees recht is toegelaten, lijkt moeilijk te realiseren.

In elk geval, aangezien het principieel onmogelijk is om deze bijdrage of de betaling ervan als een dienstverlening of een levering van goederen te beschouwen die aan de btw zijn onderworpen, lijkt de onderwerping aan de btw die in dit voorstel is voorzien in strijd met het Europees recht en bijgevolg verboden.

120. De onderliggende doelstellingen van deze belasting zijn in de voorbereidende werkzaamheden weinig uitgewerkt. Er is sprake van een wil om de opbrengst van de belasting aan de ontwikkeling van het windmolenpark in de Noordzee (dat een federale bevoegdheid is) toe te wijzen en deze opbrengsten tot in 2017 progressief toe te wijzen aan de Rijksmiddelenbegroting, zonder meer details.

121. Hoewel de bijdragecapaciteit van de belastingplichtigen op basis van de toelichting van het voorstel lijkt te worden gerespecteerd (de heffing zou 750 miljoen EUR per jaar innen, terwijl de verwachte inkomsten van de belastingplichtigen 1,5 tot 2 miljard EUR per jaar zouden bedragen), kan het gebrek aan rechtvaardiging van de doelstellingen voor de toewijzing aan de Rijksmiddelenbegroting een argument vormen om de grondwettigheid van deze belasting te betwisten.

---

[45] Zie de referenties en de uiteenzetting in de bespreking van het voorstel van Ecolo-Groen!, *supra*, n°s 32 t.e.m. 47.

122. Hoewel het bestaan van het principe *non bis in idem* wordt betwist (zie de analyse van het wetsvoorstel van Ecolo-Groen!), wordt er blijkbaar geen enkele andere taks of federale belasting geheven op de nucleaire productiecapaciteit zoals beschreven in dit voorstel. Rekening houdend met de hiërarchie der normen (artikel 170 van de Grondwet) speelt het geen rol dat er lokale of regionale belastingen op drijfkracht bestaan.

123. Het wetsvoorstel voorziet geen bepalingen met betrekking tot de inningsprocedure en mogelijke sancties wanneer de bijdrageplichtigen hun verplichtingen niet zouden nakomen. Echter, aangezien het wetsvoorstel een aanpassing/aanvulling is van de huidige bepalingen opgenomen in de wet[46] van 11 april 2003 blijven de bepalingen betreffende deze aangelegenheden geldig (cfr. o.a. artikel 22 bis).

[46] Wet van 11 april betreffende de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze kerncentrales, aangepast door de Programmawet van 22 december 2008, de Programmawet van 23 december 2009 en de wet op de diverse bepalingen van 29 december 2010.

IV. WETSVOORSTEL SP.A

Wetsvoorstel (Bruno Tobback) tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt wat de oprichting van een Openbare Aankoopcentrale voor Elektriciteit betreft, nr 1445/1.

Officiële samenvatting (DOC 53 1445/001): De vrijmaking van de elektriciteitssector heeft niet geleid tot de verhoopte prijsdaling voor de verbruiker. Daarom stelt de indiener voor een Openbare Aankoopcentrale voor Elektriciteit op te richten. De exploitanten van afgeschreven kern -en steelkoolcentrales moeten hun volledige nucleaire en kolenproductie aan deze centrale verkopen zonder de gebruikelijke hoge winstmarges. De centrale verkoopt deze stroom dan verder aan de distributienetbeheerders tegen een prijs waarin de beperkte werkingskosten van de aankoopcentrale en de prijs van de groenestroomcertificaten van windenergie op zee zijn begrepen.

IV.1 Economische analyse

124. In paragraaf 14 wordt gesteld dat de aankoopcentrale de elektriciteit geproduceerd door nucleaire en steenkoolcentrales “tegen marktconforme tarieven” aan de leveranciers verkoopt. In paragraaf 16 wordt de elektriciteit echter tegen een “cost+” prijs aan leveranciers en netbeheerders verkocht, en bijgevolg niet meer marktconform. Dat is een tegenstrijdigheid.

125. In paragraaf 17 wordt de versnelde afschrijving van de nucleaire centrales en van de oude steenkoolcentrales als enige oorzaak aangehaald voor het feit dat “*de eigenaars van deze centrales zich nu in een toestand (bevinden) waarbij zij elektriciteit kunnen produceren tegen een prijs die beduidend lager ligt dan de marktprijs*”. Het is correct dat deze versnelde afschrijving een absoluut kostenvoordeel oplevert, maar er zijn nog drie bijkomende belangrijke oorzaken voor dit buitengewoon voordeel wat betreft de nucleaire centrales.

126. Ten eerste wordt dit absolute kostenvoordeel van de kerncentrales bestendigd en versterkt door het feit dat er een wettelijk moratorium is op de bouw van kerncentrales in België. Anders gezegd, concurrenten kunnen, indien ze dit zouden willen, geen nieuwe

kerncentrales bouwen (bijvoorbeeld ter vervanging van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1, indien deze zouden sluiten in 2015).

127. Ten tweede, wordt sinds de vrijmaking van de markt de elektriciteitsprijs bepaald door de marginale kost van de laatst ingezette eenheid en niet meer door de gemiddelde kost (de liberaliseringsrente).

128. Ten derde, dit absolute kostenvoordeel van de nucleaire centrales is door de vrijmaking van de markt nog eens versterkt doordat de marginale kost van de laatste ingezette eenheid gemiddeld gezien door de opgelegde kost voor CO_2-uitstoot werd verhoogd. In totaal zijn er dus vier redenen voor het absolute kostenvoordeel van de nucleaire centrales.

129. Dit wetsvoorstel onderscheidt zich doordat het zich niet louter op de nucleaire centrales, maar ook op de steenkoolcentrales richt. Volgens de CREG kunnen de steenkoolcentrales om de volgende redenen niet op dezelfde manier worden behandeld:

- Zoals in het bovenstaande punt uiteengezet, hebben de nucleaire centrales vier belangrijke oorzaken voor de rente, namelijk (1) de versnelde afschrijving, (2) het wettelijke moratorium op nieuwe kerncentrales, (3) de liberalisering, waardoor de prijszetting door de marginale kost van de marginale centrale gebeurt en niet door de gemiddelde kost en (4) de CO_2-rente. De steenkoolcentrales hebben slechts twee van de vier oorzaken, namelijk de versnelde afschrijving en de liberalisering waardoor de prijszetting door de marginale kost van de marginale centrale gebeurt.

- De kostprijs van de steenkoolgestookte centrales is momenteel niet gekend, aangezien Electrabel de gegevens niet aan de CREG wil leveren. De CREG heeft daarop een administratieve boete opgelegd, maar heeft nog steeds de gegevens niet ontvangen.

- De steenkoolgestookte centrales leveren niet noodzakelijk een *baseload* product af, in tegenstelling tot de nucleaire centrales die als een *must run*-eenheid worden beschouwd.

- Alle steenkoolcentrales in België moeten wegens Large Combustion Plant EU regelgeving[47]tegen 2015 worden gestopt. Dit jaar en sinds 2003 werden 1200 MW “oude steenkoolgestookte centrales” gestopt. Er bestaan nog 3 eenheden van 240 MW.

130. In paragraaf 19 worden de voordelen van de Openbare Aankoopcentrale opgenoemd. In het eerste punt wordt gesteld dat de aantrekkelijkheid van België voor investeringen in nieuwe productiecapaciteit zal worden versterkt. Hoe dit kan worden gerealiseerd, blijkt niet uit het voorliggende wetsvoorstel. Een mogelijk mechanisme is volgens de CREG het volgende. Door de Openbare Aankoopcentrale krijgen alle leveranciers de mogelijkheid om hun concurrentiepositie ten opzichte van de eigenaars van nucleaire capaciteit te verstevigen, wat hen een beter perspectief geeft op lange termijn. Dat geeft deze leveranciers de prikkel om meer te investeren in productiecapaciteit (wat steeds een investering is op lange termijn) om zo hun prijsrisico beter te beheersen. Dit mechanisme geldt niet enkel voor de bestaande leveranciers, maar ook voor nieuwkomers. Volgens dit mechanisme is het dus mogelijk dat de Openbare Aankoopcentrale leidt tot investeringen in nieuwe productiecapaciteit door andere spelers dan de historische spelers. Dit zal op zijn beurt de concurrentie op de productiemarkt ten goede komen.

131. In de paragrafen 23 en 24 wordt uiteengezet dat de aankoopcentrale de elektriciteit onder dezelfde voorwaarden moet doorverkopen aan de leveranciers en de distributienetbeheerders die voor gedropte klanten als leverancier optreden. Wat de distributienetbeheerders betreft, moet dit hun in staat stellen “met meer doeltreffendheid en tegen betere kosten hun openbare dienstverplichtingen te verwezenlijken” en zal dit leiden tot lagere tarieven voor de eindconsumenten. Voor de CREG is het duidelijk dat, indien de distributienetbeheerders de elektriciteit mogen aankopen tegen een prijs die onder de marktprijs ligt, zoals in paragraaf 16 van de Toelichting wordt bedoeld, dit zal leiden tot lagere kosten voor de distributienetbeheerders. Indien de distributienetbeheerders de elektriciteit tegen marktconforme prijzen moeten aankopen, zoals in paragraaf 14 van de Toelichting wordt bedoeld, dan zal dit niet tot lagere kosten leiden. Uit de voorliggende tekst blijkt niet wat met ‘meer doeltreffendheid’ precies wordt bedoeld.

[47] Richtlijn 2001/80/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 oktober 2001 inzake de beperking van de emissies van bepaalde verontreinigende stoffen in de lucht door grote stookinstallaties, PBEG L309 van 27 november 2001.

132. Wat de leveranciers betreft, pakt het wetsvoorstel in theorie twee belangrijke zaken aan: (1) de concurrentie op de productiemarkt verhogen door het absolute kostenvoordeel van de historische eigenaars van nucleaire centrales weg te nemen, en (2) de nucleaire rente wegnemen van deze historische eigenaars doordat ze de kostprijs + een billijke marge vergoed krijgen en het andere deel op de een of andere manier te laten terugvloeien naar de consument.

133. Dat de concurrentie op de productiemarkt moet worden verbeterd en de nucleaire rente moet worden afgeroomd, zijn eveneens standpunten van de CREG. Dat de nucleaire rente naar de elektriciteitsconsument terugvloeit, is een maatschappelijke keuze. Deze keuze is volgens de CREG wel te verdedigen omdat het de consument is die nadeel ondervindt van de oorzaken van de nucleaire rente (in het verleden versneld afgeschreven, een moratorium op nieuwe nucleaire capaciteit en de liberalisering, waardoor de prijszetting door de marginale kost van de marginale centrale gebeurt en niet via de gemiddelde kost, nog eens versterkt door de opgelegde kost voor CO_2-uitstoot).

134. Indien de leveranciers de elektriciteit mogen aankopen tegen een prijs die onder de marktprijs ligt, zoals in paragraaf 16 van de Toelichting wordt bedoeld, dan zal dit ertoe leiden dat elke leverancier de volledige nucleaire elektriciteitsproductie tegen deze prijs zal willen verwerven. Er zullen bijgevolg transparante en niet-discriminerende regels moeten worden opgesteld om de goedkope energie toe te wijzen aan de verschillende leveranciers, bestaande leveranciers en nieuwkomers. Dit wordt niet gespecifieerd in het wetsvoorstel: in artikel 4 van het wetsvoorstel wordt dit aan de Koning overgelaten, op voorstel van de commissie en na raadpleging van de leveranciers, de sociale partners en de Aankoopcentrale. Dat betekent dat deze partijen moeten inschatten welke toewijzing voor de consument het meeste opbrengt. Hiermee wordt het marktmechanisme verlaten en wordt de allocatie van de schaarse middelen overgelaten aan een mechanisme waarbij de verschillende belanghebbenden hun belangen zullen trachten na te streven. Zo zullen bestaande leveranciers er geen baat bij hebben dat goedkope energie aan nieuwkomers wordt toegewezen. Dit laatste zou echter kunnen worden opgevangen door in het wetsvoorstel te voorzien dat nieuwkomers ook de mogelijkheid moeten krijgen om nucleaire energie te verwerven tegen dezelfde voorwaarden als de bestaande leveranciers.

135. Daarenboven is de leveranciersmarkt geen perfect concurrentiële markt, waardoor de kostendaling van de *baseload*-component mogelijk niet volledig in de eindprijzen zal worden doorgerekend, waardoor een deel van de nucleaire rente bij de leveranciers zal terechtkomen. De controle op de doorrekening van de nucleaire rente in de eindprijzen is in

dit geval niet evident aangezien de levering van elektriciteit een levering is voor het volledig profiel van de eindklant en dus niet enkel de *baseload*-component waarvan (een deel) tegen een gereduceerde prijs wordt verkregen.

136. De eindprijs is ook afhankelijk van de gehele afname- en productiemiddelenportfolio, zowel onder meer wat betreft het volume als wat betreft de diversiteit ervan. Daarenboven kan de prijs voor grotere klanten op tal van andere vlakken worden onderhandeld, zoals bijvoorbeeld de mogelijkheid om op piekmomenten de consumptie van de klant door de leverancier te laten afschakelen. Anderzijds kan men verwachten dat er nieuwe spelers naar de Belgische markt worden aangetrokken, indien de bestaande leveranciers onvoldoende de goedkope nucleaire *baseload* naar hun klanten doorrekenen. Dat betekent dat er voor nieuwkomers een zo laag mogelijke toetredingsdrempel (liefst geen toetredingsdrempel) moet worden ingesteld zodat de leveranciersmarkt zo contesteerbaar mogelijk is. Met andere woorden, de bestaande leveranciers moeten weten dat, indien ze een te grote marge voor zichzelf houden, er dan gemakkelijk nieuwe spelers de markt kunnen betreden die genoegen nemen met een kleinere marge. Dat betekent wel dat nieuwkomers de mogelijkheid moeten hebben om ook een deel van de nucleaire energie tegen dezelfde lage prijzen te verwerven, net zoals de bestaande leveranciers (zie volgend punt).

137. De CREG veronderstelt dat er een zekere proportionaliteit is tussen het marktaandeel en de hoeveelheid nucleaire energie die een leverancier krijgt toegewezen. Echter, de juiste verdeelsleutel vinden, is niet evident en zal voor een groot stuk het verlies of de winst van de leverancier bepalen, terwijl dit eerder door de efficiënte bedrijfsvoering zou moeten worden bepaald. Zo bijvoorbeeld zullen er ook regels moeten zijn om nieuwkomers een deel van de nucleaire productie te kunnen toewijzen, maar dat betekent dat de allocatie deels op toekomstige marktaandelen zal moeten gericht zijn. De vraag is dan wat er gebeurt als de marktaandelen achteraf niet gerealiseerd blijken te zijn, de betreffende leverancier een deel van de nucleaire capaciteit niet heeft kunnen beleveren en dus noodgedwongen op de markt heeft moeten verkopen (en daarvoor dus een winst heeft opgestreken die niet naar de eindklant gaat). De sanctie zou kunnen zijn om het daaropvolgende jaar minder nucleaire energie toe te wijzen, maar dat laat nog steeds de poort open om het marktaandeel van een bestaande leverancierbedrijf jaar na jaar te verminderen en het overschot van nucleaire energie tegen marktprijs te verkopen tot het leveranciersbedrijf geen klanten meer heeft om vervolgens een nieuw leverancierbedrijf op te richten (dat als nieuwkomer recht heeft op een deel van de nucleaire energie).

138. Tevens zal er moeten worden gecontroleerd of de energie daadwerkelijk aan de eindconsument is beleverd en niet verkocht op de groothandelsmarkt. Deze controle is wederom niet evident, aangezien een verbod op de verkoop op de groothandelsmarkt door leveranciers de risico's van deze leveranciers zal verhogen en dus ook de eindprijs.

139. De hierboven opgelijste problemen en gevaren zijn veelvuldig, en de CREG merkt op dat de marktspelers creatief kunnen zijn in het bedenken van allerlei constructies en mechanismes om op een legale en/of niet te controleren wijze te kunnen profiteren van door de goedkope nucleaire centrales geproduceerde elektriciteit.

140. Los van de opgelijste problemen en gevaren is de CREG bovendien van mening dat geen enkele (overheids)instantie, de CREG of een andere, in staat is te voorzien in een optimale allocatie van de schaarse middelen. Het is net dit inzicht geweest dat tot de liberalisering van de energiemarkt heeft geleid. De CREG pleit ervoor dat de liberalisering van de energiemarkt niet wordt teruggedraaid, maar integendeel verder wordt doorgevoerd en de concurrentie sterker wordt door nieuwe leveranciers.

141. De aankoopcentrale kan ook nog een aantal openbare dienstverplichtingen worden opgelegd. Dat betekent dat de Openbare Aankoopcentrale eveneens zal moeten worden gecontroleerd of de aangewende middelen efficiënt worden ingezet.

142. De artikelen van het wetsvoorstel zijn gericht op de oprichting van een aankoopcentrale. De prijzen waartegen de energie wordt aangekocht en verkocht, moeten volgens het wetsvoorstel door de Koning worden bepaald, op voorstel van de commissie en na raadpleging van een aantal actoren. Deze prijzen zullen dus uiteindelijk door de politieke uitvoerende macht worden gezet.

143. Ten slotte wordt er in het wetsvoorstel (cfr. onderaan p. 4 DOC 53 1445/001) vermeld dat de aankoopcentrale een tijdelijke maatregel is waarvan het nut wegvalt zodra er geen "dominante marktpartijen" meer op de Belgische markt actief zijn. Welke periode men voor ogen heeft, is niet duidelijk. Verder wordt evenmin aangehaald hoe men tijdens de overgangsperiode tot meer investeringen zal komen om een *level playing field* te creëren. Dit is nochtans een essentiële voorwaarde om vanuit Europa goedkeuring te krijgen.

IV.2 Juridische analyse

144. Het wetsvoorstel ingediend door de sp.a voorziet de oprichting van een Openbare Aankoopcentrale door de producenten te verplichten de nucleaire productie aan deze centrale te verkopen tegen een vergoeding gebaseerd op het systeem '*cost plus'*.

145. Kan de verplichting om elektriciteit te verkopen aan een publieke entiteit worden gelijkgesteld met een onteigening in de zin van artikel 16 van de Grondwet en artikel 1 van het Eerste Protocol van het Europees Verdrag voor de Rechten van de Mens?

146. Enerzijds stelt de CREG vast dat het voorstel het sluiten van aankoopcontracten voor elektriciteit voorziet, te ondertekenen door de producenten en de Aankoopcentrale. Daarentegen stelt het voorstel de verplichting in om te verkopen, bepaalt het de hoeveelheid elektriciteit die aan de verplichting is onderworpen (namelijk de volledige nucleaire productie) en voorziet het dat deze verkoop zal gebeuren tegen een prijs die door de publieke entiteit wordt bepaald (zie hieronder voor de prijs).

147. Het voorstel voorziet echter niets in geval van een blokkering, bijvoorbeeld als een producent zou weigeren het verkoopcontract te tekenen. Het ontwerp zou in elk geval meer informatie moeten bevatten over de mogelijkheid voor de Aankoopcentrale om de overdracht van elektriciteit op te leggen, zelfs in geval van weigering van de betrokken producenten.

148. Inderdaad, er wordt in het wetsvoorstel niet gesproken van de mogelijkheid waar de verkopen niet gelijk zijn aan de aankopen. Er wordt geen inschatting gemaakt van dit risico of hoe dit wettelijk kan worden ingedekt. Wat met geplande en ongeplande onbeschikbaarheden van één of meerdere nucleaire eenheden? Deze vragen zouden ook in het wetsvoorstel moeten worden behandeld.

149. Zowel uit de rechtspraak van het Grondwettelijk Hof[48] als deze van het Europees Hof voor de Rechten van de Mens[49] blijkt dat, ondanks het onvolledige karakter van het voorstel, het voorgestelde mechanisme moet worden geanalyseerd op het vlak van eigendomsberoving.

---

[48] Zie meer bepaald de arresten nrs. 33/2007, van 7 maart 2007 en 62/2007, van 18 april 2007.
[49] Zie Europees Hof voor de Rechten van de Mens, arrest *James en andere c. Verenigd Koninkrijk,* van 21 februari 1986.

150. Artikel 16 van de Grondwet bepaalt dat niemand van zijn eigendom kan worden ontzet dan ten algemenen nutte, in de gevallen en op de wijze bij de wet bepaald en tegen billijke en voorafgaande schadeloosstelling.

151. Het wetsvoorstel rechtvaardigt de redenen voor de verplichting om te verkopen (concurrentie, bevoorradingszekerheid en investering in projecten van algemeen belang); men kan aannemen dat de installatie van het mechanisme een algemeen nut heeft.

152. Men kan ook aannemen dat de wet (het voorstel) de gevallen bepaalt en de manier waarop de verplichting om te verkopen zal worden toegepast. Voorziet de wet een voorafgaande schadeloosstelling? Ze voorziet het sluiten van een contract, wat laat verstaan dat er, vóór de verwerving van het goed door de Aankoopcentrale, over alle punten in verband met de eigendomsoverdracht een akkoord kan worden gevonden. Dat lijkt te bewijzen dat er, in dat geval, schadeloosstelling zou zijn voorafgaand aan de eigendomsoverdracht.

153. De wet voorziet echter geenszins de hypothese van een afwezigheid van het afsluiten van het contract, bijvoorbeeld als een bepaalde producent de prijs opgelegd door de Koning te laag zou vinden. Het wetsvoorstel voorziet geen interventie van een rechter in geval van blokkering.

154. Voorziet het wetsvoorstel een billijke schadeloosstelling? De tekst voorziet hiervoor niets bepaalds want het stelt: "*De Koning bepaalt de aankoopprijs op voorstel van de commissie en na raadpleging van de producenten*". De Toelichting van het voorstel preciseert echter dat de bedoelde producenten hun productie aan de Aankoopcentrale moeten verkopen tegen een tarief dat overeenkomt met de productiekost, vermeerderd met een redelijke winstmarge (*cost-plus*).

a. Als dat effectief het beoogde doel is, is het beter om dit direct in de wettekst te preciseren, wat niet onverenigbaar is met de principes in verband met onteigening (niets belet de wetgever om de criteria aan te geven waarmee rekening moet worden gehouden bij de schadeloosstelling, op voorwaarde dat deze 'billijk' blijft).

b. *A priori* is men geneigd om te denken dat de aldus bepaalde verkoopprijs (productiekost + billijke marge) in de zin van artikel 16 van de Grondwet als 'billijk' kan worden beschouwd. Dit punt is echter uitermate delicaat. In principe

moet de schadeloosstelling waarop een onteigende persoon aanspraak kan maken hem toelaten om een gelijkwaardig goed te verwerven. In dit geval kan de verwerving van een gelijkaardige hoeveelheid elektriciteit echter geen rol spelen in een dergelijke schadeloosstelling, aangezien deze verwerving van een vervangingsgoed tegen de marktprijs zou moeten gebeuren … De rechtspraak van het Grondwettelijk Hof opent echter de deur naar een bepaalde flexibiliteit in de interpretatie van een 'billijke' vergoeding[50].

155. Het ontwerp over de doorverkoopprijs van elektriciteit aan de leveranciers en de distributienetbeheerders is niet duidelijk. Opnieuw is de tekst beperkt tot: "*De doorverkoopprijzen en de nadere regelen worden bepaald door de Koning op voorstel van de commissie"* en na bepaalde raadplegingen. De Toelichting van het voorstel preciseert echter dat de doorverkoop van deze elektriciteit aan de leveranciers en de distributienetbeheerders zal gebeuren aan een prijs '*cost+'*. De prijs '+' '*omvat de kosten van de aankoopcentrale die sterk moeten worden beperkt en de prijs van de groenestroomcertificaten van de windenergie op zee'.* (p. 5):

- Als dat effectief het geval is, zou het beter zijn om dit direct in de wettekst te vermelden.

- Als hij op die manier wordt vastgesteld, kan de doorverkoopprijs mogelijk lager of hoger zijn dan de marktprijs. Als deze prijs lager is, stelt zich de vraag van een eventuele verboden Staatssteun aan de leveranciers. Bovendien zou hij het effect hebben dat het rentevoordeel aan de leveranciers wordt overgedragen[51]. Als de prijs hoger is, leidt hij tot een verhoging van de marktprijs, wat in strijd zou zijn met één van de doelstellingen van de wet, namelijk de energieprijs verlagen.

---

[50] Zo beschouwde het Grondwettelijk Hof in zijn reeds genoemde arrest nr. 62/2007 de verplichte verkoop van een gebouw voor de venale waarde voorzien door een Vlaams decreet als 'bilijk' in de zin van artikel 16 van de Grondwet, hoewel niet alle elementen van de schade geleden door de eigendomsberoving werden vergoed.

[51] *Mutatis mutandis*, beschouwde de Franse Raad voor de mededinging, in het raam van de debatten betreffende de reglementering van de elektriciteitsprijzen, dat "*de installatie van een systeem dat de concurrenten van EDF zou toelaten om elektriciteit in het groot aan te kopen voor een prijs gericht op de gemiddelde totale kosten van EDF, zonder dat op de alternatieve operatoren enige wettelijke verplichting rust om vervolgens de gereglementeerde tarieven toe te passen, erop zou neerkomen een geheel of gedeelte van de nucleaire rente via de Staat te laten doorgeven aan bedrijven die meestal privébedrijven zijn, met als enige motief dat ze concurrenten zijn van EDF,* [en] *zou leiden tot een transfer van EDF aan zijn rivalen* <u>*zonder de concurrentie te versterken*</u> *en zonder ten goede te komen aan de eindverbruikers"* (Beslissing nr. 07-D-43, van 10 december 2007, onze onderstreping).

156. Er weze nog vermeld dat de tekst niet voorziet hoe de volumes doorverkochte elektriciteit worden verdeeld tussen de leveranciers en de distributienetbeheerders, en tussen de leveranciers onderling. De tekst legt ook de redenen niet uit waarom de industriële klanten bij de Aankoopcentrale ook geen elektriciteit zouden mogen aankopen.

157. De tekst preciseert ook niet wie de leveranciers zijn die elektriciteit bij de Aankoopcentrale kunnen aankopen. Ter vergelijking, de Franse ARENH is beperkt tot de operatoren die verbruikers beleveren of willen beleveren die zich op Frans grondgebied bevinden. Het is de bedoeling te beletten dat een lagere verkoopprijs dan de marktprijs alleen verbruikers in andere landen ten goede zou komen.

158. De installatie van een unieke aankoper die aan een verplichte vaste prijs een belangrijk gedeelte van de nationale elektriciteitsproductie aankoopt en ze voor een bepaalde prijs weer aan de leveranciers verkoopt, vormt een inbreuk op het principe van de concurrentiële elektriciteitsmarkt in de zin van artikel 3.1 van de Richtlijn 2009/72/EG.

159. In een arrest van 20 april 2010 heeft het Europees Hof van Justitie de grenzen beschreven waarbinnen de mechanismen die afwijken van het voornoemde artikel 3.1 zich moeten bevinden. Het Hof oordeelde meer bepaald dat deze mechanismen moeten kunnen steunen op het stelsel van de openbare dienstverplichtingen (ODV) bedoeld in artikel 3.2, en beperkt zijn in de tijd.

- Het voorstel zou moeten worden gerechtvaardigd met betrekking tot de ODV's toegelaten door artikel 3.2 (voorzieningszekerheid, regelmaat, kwaliteit en prijs van de leveringen, bescherming van het milieu). De tenlasteneming door de Aankoopcentrale van de *offshore* groenestroomcertificaten zou het opleggen van ODV's aan de bedoelde producenten eventueel kunnen rechtvaardigen.

- De tekst van het wetsvoorstel is beperkt tot "*De Aankoopcentrale kan slechts ontbonden worden door de Koning bij een besluit vastgesteld na overleg in de Ministerraad."* De Toelichting van het voorstel vermeldt dat "*haar nut wegvalt zodra er geen "dominante marktpartijen" meer op de Belgische markt actief zijn'*.

Dit is met betrekking tot de eisen van de rechtspraak van het Hof van Justitie te vaag:

- Eerst en vooral voorziet de tekst geen periodiek nieuw onderzoek van de situatie (concurrentie in de productiemarkt, bevoorradingszekerheid, enz.), maar enkel het opstellen, door de Aankoopcentrale, van een rapport over de vervulling van haar taken van openbare dienstverlening;

- Vervolgens is het criterium dat in de Toelichting wordt genoemd (einde van elke situatie van dominante positie in de markt) tegelijk vaag en hypothetisch, gezien de markt waarover het gaat.

160. Als de doorverkoopprijs van de elektriciteit lager is dan de marktprijs, stelt zich de vraag of het feit dat er een voordelige prijs is gereserveerd al of niet een steun aan de leveranciers is, die door de Europese reglementering verboden is.

161. Er weze nog vermeld dat het feit dat de wetgeving op de overheidsopdrachten niet wordt toegepast voor de Aankoopcentrale in strijd lijkt met de Europese reglementering.

162. De naamloze vennootschap van publiek recht die de Aankoopcentrale zou zijn, zou inderdaad ontegensprekelijk een aanbestedende overheid zijn in de zin van de Belgische wetgeving op de overheidsopdrachten (wet van 24 december 2003) en de Europese richtlijnen in dit domein (Richtlijn nr. 17/2004 en nr. 18/2004 van 31 maart 2004). Ze zou dus onderworpen zijn aan de wetgeving op de overheidsopdrachten voor de aankoopcontracten voor werken, leveringen en diensten. De aankoop van elektriciteit door een aanbestedende overheid vormt overigens in principe een overheidsopdracht voor leveringen. Het mechanisme dat door het wetsvoorstel wordt ingesteld, kan worden gezien als een gedwongen aankoop, door een aanbestedend openbaar organisme, van leveringen van elektriciteit. Dit mechanisme is *a priori* niet onverenigbaar met de concurrentieverplichtingen – concurrentiële procedures voor de gunning van opdrachten – voorgeschreven door Richtlijn nr. 17/2004 betreffende de overheidsopdrachten in bijzondere sectoren (energie, water, vervoer). Dat zou pas het geval zijn als werd bewezen dat de betreffende operatie geen overheidsopdracht is (in afwezigheid van de instemming die kenmerkend is voor een contract en omdat het opgerichte publiek organisme belast is met een opdracht van openbare dienstverlening waarvoor het speciale en exclusieve rechten geniet), wat in de voorbereidende werken zou moeten worden gerechtvaardigd.

163. Tot slot moet de afwezigheid van overgangsmaatregelen in het wetsvoorstel worden benadrukt. Die zijn nochtans essentieel. In de groothandelsmarkt voor elektriciteit worden de volumes elektriciteit immers één, twee en zelfs drie jaar vooraf verkocht. De bedoelde producenten vandaag verplichten om hun productie aan de Aankoopcentrale te verkopen, zal dus onmogelijk zijn omdat de geproduceerde volumes in feite al verkocht zijn; in het beste geval kan het mechanisme geleidelijk in werking treden vanaf 2013.

V. WETSVOORSTEL LDD

Wetsvoorstel (Jean Marie Dedecker) tot wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt nr. 1612/001

Officiële samenvatting (DOC 53 1612/001): Volgens de indiener van dit wetsvoorstel is het monopolie van de NV Electrabel op de elektriciteitsmarkt grotendeels overeind gebleven, en is de marktverstoring bijgevolg intact gebleven. Dit wetsvoorstel voert, in afwachting dat andere producenten van duurzame of andere energie volwaardig in concurrentie kunnen gaan, een gedwongen gereguleerde marktwerking in voor de productie en verkoop van elektriciteit.

V.1 Economische analyse

164. In de toelichting wordt van het monopolie van Electrabel NV op de productiemarkt gesproken. Dat is niet correct, aangezien Electrabel momenteel niet de enige producent in België is. Correcter is het om te spreken van de dominantie van Electrabel, gezien Electrabel momenteel 72% van de productiemarkt in handen heeft, zowel in geproduceerde energie als in capaciteit.

165. In de derde paragraaf van de toelichting wordt de versnelde afschrijving van de nucleaire centrales als enige oorzaak voor het "*buitengewoon voordeel (…) voor de huidige eigenaars van de kerncentrales*" aangehaald. Het is correct dat deze versnelde afschrijving een absoluut kostenvoordeel oplevert, maar er zijn nog drie bijkomende belangrijke oorzaken voor dit buitengewoon voordeel wat betreft de nucleaire centrales.

166. Ten eerste wordt dit absolute kostenvoordeel van de kerncentrales bestendigd en versterkt door het feit dat er een wettelijk moratorium is op de bouw van kerncentrales in België. Anders gezegd, concurrenten kunnen, indien ze dit zouden willen, geen nieuwe kerncentrales bouwen (bijvoorbeeld ter vervanging van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1, indien deze zouden sluiten in 2015).

167. Ten tweede, wordt sinds de vrijmaking van de markt de elektriciteitsprijs bepaald door de marginale kost van de laatst ingezette eenheid en niet meer door de gemiddelde kost (de liberaliseringsrente).

168. Ten derde, dit absolute kostenvoordeel van de nucleaire centrales is door de vrijmaking van de markt nog eens versterkt doordat de marginale kost van de laatste ingezette eenheid gemiddeld gezien werd verhoogd door de opgelegde kost voor CO_2-uitstoot. In totaal zijn er dus vier redenen voor het absolute kostenvoordeel van de nucleaire centrales.

169. In de vierde paragraaf van de toelichting wordt gesproken over de rol van de CREG en de regionale regulatoren in verband met “een evenwichtig en verantwoord prijsbeleid”. Het gaat hierbij om het tariefbeleid van de distributie- en transmissienettarieven en dat zou best worden vermeld. De Belgische regulatoren hebben immers geen enkele bevoegdheid om de prijs van de energiecomponent te reguleren, enkel de marktwerking ervan: de Europese regelgeving verbiedt dergelijke prijsbepaling, maar vraagt wel meer en meer een prijsmonitoring (door *ACER* en de *NRA*’s).

170. In paragraaf 25 wordt verwezen naar de verbruiker die de versnelde afschrijvingen heeft gedragen. Dat de nucleaire rente een bonus voor de verbruiker moet opleveren, is dan ook te verdedigen. Er zijn, zoals hierboven gezegd, bovendien nog drie andere belangrijke oorzaken voor de hoogte en de bestendiging van de nucleaire rente. Deze drie andere belangrijke oorzaken verhogen eveneens de elektriciteitsprijs, wat ook een nadelig effect voor de verbruiker heeft.

171. In paragraaf 27 wordt een veiling voorgesteld van de elektriciteit die door de nucleaire centrales wordt geproduceerd. Daarbij wordt een beperkende factor opgelegd: elke energieleverancier mag maximaal 30% van de nucleaire productie verwerven. De bedoeling hiervan is om monopolievorming te voorkomen. Dit betekent echter dat de andere leveranciers dan de historische dominante speler hun klantenportefeuille in dezelfde mate moeten laten aangroeien, wat een proces is dat tijd vraagt. Indien er abrupt een quotum van maximaal 30% wordt opgelegd, dan zal een deel van de nucleaire productie niet kunnen worden verdeeld aangezien de klantenportefeuilles van de andere leveranciers onvoldoende groot zijn voor een dergelijk volume. Of wordt de energie terug verkocht aan de historische leverancier om zijn portofolio in evenwicht te brengen?

172. Verder stelt deze paragraaf 27:

> *"Door een verplichte spreiding van de goedkoopste en minst vervuilende energie krijgen meer actoren een kans om te zoeken naar, en te investeren in duurzame, betrouwbare en betaalbare alternatieven. Bovendien moeten de kandidaat leveranciers een minimumactiviteit hebben in België, zodat de return on investment wel degelijk de Belgische consument ten goede komt."*

173. Dit betekent dat nieuwkomers, per definitie zonder marktaandeel, geen goedkope nucleaire energie kunnen verwerven, waardoor de contesteerbaarheid van de leveranciersmarkt sterk wordt verminderd. Dit zou een nadelig effect op het gedrag van de bestaande leveranciers hebben omdat de prikkel om de leveranciersmarge redelijk te houden, sterk vermindert. Nieuwkomers, die geen goedkope nucleaire energie hebben kunnen verwerven, kunnen daardoor moeilijker de markt betreden om mee te profiteren van de te grote leveranciersmarge (en deze marge bijgevolg te verminderen).

174. In artikel 2 van het wetsvoorstel wordt de herorganisatie van de elektriciteitsmarkt uiteengezet. Hieronder worden de verschillende paragrafen besproken.

175. <u>1ste lid van art. 5/1 van het wetsvoorstel:</u> Er is sprake van *"één producent*". Het is inderdaad zo dat Electrabel NV de nucleaire centrales exploiteert, maar EdF/SPE is mede-eigenaar van een deel van de geproduceerde energie. Daarom stelt de CREG voor om te spreken van enerzijds 'eigenaars van het nucleaire productiepark' en anderzijds de 'exploitant van het nucleaire productiepark'. Daarnaast zijn er ook nog ondernemingen die trekkingsrechten hebben op een aantal nucleaire centrales in België (vb.: E.on en een aantal industriële ondernemingen die in Blue Sky zijn gestapt). Deze ondernemingen zijn noch exploitant, noch eigenaar maar kunnen wel beschikken over een deel van de geproduceerde elektriciteit.

176. <u>2de lid van art. 5/1:</u> Er wordt in deze paragraaf de voorwaarde opgelegd dat leveranciers, tussenpersonen en elke in aanmerking komende afnemer minstens 5% van de Belgische elektriciteitsmarkt moeten bevoorraden om een aandeel van de nucleaire elektriciteit te verwerven. Dit betekent in de praktijk dat een marktspeler minstens ongeveer 3,75 TWh moet beleveren. Daardoor zouden enkel GdF Suez (Electrabel en Electrabel

Customers Solutions) en SPE/EdF mogen deelnemen[52]. Alle andere spelers en mogelijke concurrenten van Electrabel en SPE/EdF worden op die manier uitgesloten. Hierdoor zou het wetsvoorstel de huidige toestand behouden, behalve dat het aandeel van GdF Suez tot 30% zou zakken. Dat heeft op zijn beurt weer tot gevolg dat het wetsvoorstel onuitvoerbaar is, omdat de tweede en laatste partij (SPE/EdF) ook slechts 30% mag verwerven. Aangezien slechts 2 partijen samen 60% kunnen verwerven, zal 40% van de nucleaire capaciteit niet worden verdeeld. De CREG zou daarom voorstellen om de drempel op te heffen. Meer nog, er zou ook een regeling moeten zijn om nieuwkomers van goedkope nucleaire energie te voorzien.

177. 3de lid van art. 5/1: De prijs die de eigenaars van de nucleaire elektriciteitsproductie krijgen wordt volgens deze paragraaf door de CREG bepaald en is gelijk aan de productiekost en een billijke vergoeding. Dat betekent dat deze eigenaars op basis van de huidige cijfers, een productiekost van 22 EUR/MWh en een billijke marge van 10 EUR/MWh, +/- 32 EUR/MWh zouden ontvangen.

178. 4de lid van art. 5/1: In deze paragraaf wordt van een veiling van de nucleaire elektriciteitsproductie gesproken. Nochtans is de prijs van de elektriciteit uit nucleaire productie reeds op ongeveer 32 EUR/MWh vastgelegd (zie vorige paragraaf), waardoor dit geen veiling is maar een verdeling van nucleaire productiecapaciteit volgens bepaalde criteria (zie infra). Indien de 5%-drempel zou worden afgeschaft en alle leveranciers volgens die bepaalde criteria nucleaire productiecapaciteit kunnen verwerven, zou men kunnen verwachten dat in een perfect concurrentiële markt de eindprijzen navenant zullen dalen omdat de *baseload*-component van de elektriciteitslevering voor de concurrenten van Electrabel en SPE gevoelig goedkoper wordt. Op deze manier wordt de nucleaire rente rechtstreeks naar de eindconsument doorgerekend, en komt deze niet terecht bij de historische eigenaars van nucleaire productiecapaciteit of bij de overheid.

179. Het wetsvoorstel heeft bijgevolg de verdienste dat het twee belangrijke zaken wil aanpakken: (1) de concurrentie op de productiemarkt verhogen door het absolute kostenvoordeel van de historische eigenaars van nucleaire capaciteit weg te nemen en een gelijk speelveld te creëren, en (2) de nucleaire rente van deze historische eigenaars wegnemen door het onder de vorm van lagere eindprijzen naar de consument te laten terugvloeien.

[52] Zie hiervoor het gezamenlijke persbericht van de vier Belgische regulatoren 'De ontwikkeling van de elektriciteits- en aardgasmarkten in België – Jaar 2010': http://www.creg.info/pdf/Presse/2011/compress04052011nl.pdf

180. Dat de concurrentie op de productiemarkt moet worden verbeterd en de nucleaire rente moet worden afgeroomd, zijn eveneens standpunten van de CREG. Dat de nucleaire rente naar de elektriciteitsconsument terugvloeit, is een maatschappelijke keuze. Deze keuze is volgens de CREG wel te verdedigen omdat het de consument is die nadeel ondervindt van de oorzaken van de nucleaire rente (in het verleden versneld afgeschreven, een moratorium op nieuwe nucleaire capaciteit, het prijsmechanisme op de vrijgemaakte markt, nog eens versterkt door de opgelegde kost voor CO_2-uitstoot).

181. De prijs waartegen de leveranciers de nucleaire capaciteit zouden mogen verwerven ligt ver onder de marktprijs, waardoor elke leverancier de volledige nucleaire elektriciteitsproductie tegen deze prijs zal willen verwerven. Daarom wordt in het 4de lid van art. 5/1 ook het volgende voorzien: "*De commissie* (zijnde de CREG, nvdr) *bemiddelt zo nodig voor de uiteindelijke toewijzing van de productieschijven. Ze houdt daarbij rekening met de tarieven die voormelde bedrijven hanteren voor de eindafnemers, hun marktaandelen in België en hun bedrijfszekerheid*."

182. Dit impliceert dat er transparante en niet-discriminerende regels moeten worden opgesteld volgens dewelke de CREG de toewijzing van de goedkope nucleaire elektriciteit beslist. Deze regels moeten daarenboven een zodanige toewijzing bewerkstelligen die het meest welvaartsverhogend is voor de consument. Het marktmechanisme wordt dus verlaten en de opdracht om een optimale allocatie van de schaarse middelen te voorzien, wordt overgelaten aan een andere instantie. Volgens het wetsvoorstel moet met volgende zaken rekening worden gehouden:

- <u>Tarieven (eindprijzen) die de leveranciers aanrekenen</u>: de leveranciersmarkt is geen perfect concurrentiële markt, waardoor de kostendaling van de *baseload*-component mogelijk niet volledig in de eindprijzen zal worden doorgerekend, waardoor een deel van de nucleaire rente bij de leveranciers zal terechtkomen. De controle op de doorrekening van de nucleaire rente in de eindprijzen is in dit geval niet evident aangezien de levering van elektriciteit een levering is voor het volledig profiel van de eindklant en dus niet enkel de *baseload*-component waarvan (een deel) tegen een gereduceerde prijs wordt verkregen. De eindprijs is ook afhankelijk van de gehele afname- en productiemiddelenportfolio, zowel onder meer wat betreft het volume als wat betreft de diversiteit ervan. Daarenboven kan de prijs voor grotere klanten op tal van andere vlakken worden onderhandeld (vb.: de mogelijkheid om op piekmomenten de consumptie van de klant door de leverancier te laten afschakelen, het feit dat de klant ook warmte

afneemt, het feit dat de productie-installatie op de site van de klant staat, het feit dat de klant een deel mee investeert (en dus een deel investeringsrisico opneemt), het feit dat de klant windmolens toelaat, de verdeling van WKK-certificaten, enz). Anderzijds kan men verwachten dat indien de leveranciers onvoldoende de goedkope *baseload*-component doorrekenen dit nieuwe leveranciers zal aantrekken. Dat betekent dat voor nieuwkomers de toetredingsdrempels moeten worden afgeschaft zodat de leveranciersmarkt zo contesteerbaar mogelijk is, met onder meer ook de mogelijkheid voor nieuwkomers om goedkope nucleaire elektriciteitsproductie te verwerven (zie volgend punt).

- Marktaandelen van de leveranciers: de CREG veronderstelt dat er een zekere proportionaliteit is tussen het marktaandeel en de hoeveelheid nucleaire energie die een leverancier krijgt toegewezen. Echter, een *pro rata* toewijzing is niet mogelijk aangezien het maximum aandeel op 30% wordt gezet (zie 5de lid van art 5/1), wat impliceert dat kleinere spelers proportioneel meer krijgen dan de dominante speler. Dit zal een gunstige invloed hebben op de marktstructuur in de leveranciersmarkt omdat kleinere spelers een competitief voordeel zullen hebben ten opzichte van de dominante speler en zo marktaandeel zullen winnen.

  De vermindering tot 30% zal echter gradueel moeten gebeuren, zoniet zullen de overige kleinere leveranciers een hoeveelheid nucleaire energie verwerven die significant groter is dan hun eigen klantenportefeuille waardoor ze een deel van de nucleaire energie niet aan eindklanten zullen kunnen beleveren. Het niet-beleverde deel nucleaire energie zal dan op de markt (tegen marktprijs) worden verkocht waardoor een deel van de nucleaire rente bij de leverancier terechtkomt. Daarenboven is de juiste verdeelsleutel vinden niet evident, onder meer omdat leveranciers heterogeen kunnen zijn wat betreft hun klantenportefeuille. Een correcte verdeelsleutel is echter essentieel omdat deze voor een groot stuk het verlies of de winst van de leverancier zal bepalen, terwijl winst en verlies eerder door de efficiënte bedrijfsvoering zou moeten worden bepaald. Zo bijvoorbeeld zullen er ook regels moeten zijn om nieuwkomers een deel van de nucleaire productie te kunnen toewijzen, maar dat betekent dat de allocatie deels op toekomstige marktaandelen zal moeten gericht zijn.

De vraag is dan wat er gebeurt als de marktaandelen achteraf niet gerealiseerd blijken te zijn en de betreffende leverancier een deel van de nucleaire capaciteit niet heeft kunnen beleveren en dus noodgedwongen heeft moeten verkopen op de markt (en dus daarvoor een winst heeft opgestreken die niet naar de eindklant gaat). De sanctie zou kunnen zijn om het daaropvolgende jaar minder nucleaire energie toe te wijzen, maar dat laat nog steeds de poort open om het marktaandeel van een bestaande leverancierbedrijf jaar na jaar te verminderen en het overschot van nucleaire energie tegen marktprijs te verkopen tot het leveranciersbedrijf geen klanten meer heeft om vervolgens een nieuw leverancierbedrijf op te richten (dat als nieuwkomer recht heeft op een deel van de nucleaire energie).

Tevens zal er moeten worden gecontroleerd of de energie daadwerkelijk aan de eindconsument is beleverd en niet op de groothandelsmarkt verkocht. Deze controle is wederom niet evident, aangezien een verbod op de verkoop op de groothandelsmarkt voor leveranciers de risico's van deze leveranciers zal verhogen en dus ook de eindprijs.

183. De hierboven opgelijste problemen en gevaren zijn veelvuldig, en de CREG merkt op dat de marktspelers creatief kunnen zijn in het bedenken van allerlei constructies en mechanismes om op een legale en/of niet te controleren wijze te kunnen profiteren van door de goedkope nucleaire centrales geproduceerde elektriciteit.

184. Los van de opgelijste problemen en gevaren is de CREG bovendien van mening dat geen enkele (overheids)instantie, de CREG of een andere, in staat is te voorzien in een optimale allocatie van de schaarse middelen. Het is net het inzicht geweest dat een (overheids)instantie niet in een optimale allocatie kan voorzien dat tot de liberalisering van de energiemarkt heeft geleid. De CREG pleit ervoor dat de liberalisering van de energiemarkt niet wordt teruggedraaid, maar integendeel verder wordt doorgevoerd.

185. Anderzijds heeft het wetsvoorstel de verdienste om twee problemen van de werking van de elektriciteitsmarkt op te lossen, zijnde (1) de nucleaire rente afromen, (2) de concurrentie tussen de leveranciers eerlijk laten verlopen (*'level playing field'*), daar waar de andere wetsvoorstellen zich voornamelijk tot punt (1) beperken. Het probleem ligt dus niet in het opzet van het wetsvoorstel, namelijk het verdelen van de nucleaire energie, maar wel in de manier van allocatie van de nucleaire energie. Deze wordt in het wetsvoorstel ter beschikking gesteld tegen een prijs ver onder marktprijs, waardoor het marktmechanisme

wordt verlaten, met alle mogelijke misbruiken, inefficiënties en extra controles tot gevolg. Nochtans zouden dezelfde twee doelstellingen die in de vorige paragraaf werden aangehaald, kunnen worden bereikt door de nucleaire energie volgens het marktmechanisme van een veiling toe te wijzen. Op deze manier wordt de liberalisering verder doorgevoerd omdat er een liquide langetermijnmarkt voor de groothandel worden kan gecreëerd waarbij alle actoren zich op een gelijk speelveld bevinden. Dat is een onontbeerlijke onderdeel van een geliberaliseerde markt dat tot nu toe ontbreekt voor België[53]. Daarenboven zal ook de nucleaire rente kunnen worden afgeroomd.

186. De CREG wil benadrukken dat het model van een veiling een aantal risico's inhoudt. Zo zijn de keuze van het veilinghuis en de manier van veilen belangrijke factoren die het slagen van dit model kunnen hypothekeren. Er is eveneens een minimale samenwerking van de eigenaars van nucleaire capaciteit vereist. Deze eigenaars hebben echter een belangrijk informatievoordeel zodat een controle op deze samenwerking kan worden bemoeilijkt. Bovendien wordt een veiling best geleidelijk ingevoerd, waarbij de nucleaire capaciteit van één jaar over meerdere voorafgaande jaren wordt geveild. Dat betekent dat er gedurende enkele jaren parallel een overgangsmaatregel moet worden ingesteld, wat de complexiteit verhoogt. Ten slotte, indien men een liquide veiling wil creëren, zou men *futures* moeten veilen met een levering gedurende 100% van de tijd. Ten einde aan deze continue leveringsvereiste te kunnen voldoen, zal de leverancier zich op liquide markten moeten kunnen bevoorraden of kunnen terugvallen op energie afkomstig van andere dan nucleaire oorsprong indien een nucleaire centrale onbeschikbaar is.

187. <u>2de lid van art. 4</u>. Dit artikel zou de CREG de bevoegdheid geven om de tarieven te bepalen waartegen de producent elektriciteit aan een leverancier of tusssenpersoon verkoopt, met inachtneming van de bepaling van artikel 5/1. Dit betekent dat de CREG rechtstreeks zeggenschap krijgt over de eindprijzen die leveranciers aanrekenen. Dit is in tegenstelling van een marktwerking en de EU–regels (zie boven).

[53] Een Belgische liquide kortetermijnmarkt voor de groothandel bestaat reeds sinds eind 2006.

V.2 Juridische analyse

188. Het voorstel ingediend door Lijst Dedecker heeft tot doel een veilingmechanisme in te stellen voor de elektriciteitsproductie door splijting van nucleaire brandstof. De CREG wordt belast met de organisatie van en het toezicht op de verkoop.

189. De veiling van nucleaire elektriciteit, in de mate waarin ze volgens het wetsvoorstel is verplicht, lijkt op een eigendomsberoving en geeft bijgevolg aanleiding tot dezelfde opmerkingen als het wetsvoorstel dat de sp.a heeft ingediend (zie hoger IV. Wetsvoorstel sp.a).

190. Het veilingmechanisme zou volgens het voorstel moeten worden toegepast "*zolang de industriële elektriciteitsproductie door splijting van kernbrandstoffen in handen is van één producent*". De NV Electrabel is inderdaad de enige exploitant van de kerncentrales in België, maar ze is niet de enige onderneming die een aandeel in de nucleaire productie heeft, want aan SPE (7%) en EDF (8%) werden eveneens nucleaire capaciteiten toegekend, wat betekent dat het wetsvoorstel op een foutief uitgangspunt berust. Omdat het in de tijd beperkte karakter van de maatregelen die de vrije concurrentie beperken essentieel is met betrekking tot het Europese recht (zie de opmerkingen betreffende het voorstel van de sp.a), moet er een nieuw criterium worden opgesteld waarmee in de toekomst de noodzaak om dit veilingmechanisme in stand te houden, kan worden geëvalueerd.

191. De definitie van de categorieën van personen aan wie de productie van de kerncentrales kan worden 'toegewezen' (in het kader van de veiling), moet worden herschreven. Het voorstel is immers bedoeld voor "*de leveranciers, tussenpersonen en elke in aanmerking komende afnemer, die minstens 5 % van de Belgische elektriciteitsmarkt bevoorraadt"*. Volgens artikel 5/1, 4° van het ontwerp lijkt de auteur van het voorstel de leveranciers te bedoelen (aangezien de tekst, die de bedrijven genoemd in 1° aanduidt, uitgaat van het principe dat ze tarieven toepassen op de eindafnemers).

192. Eerst en vooral moeten enkel de leveranciers worden beschouwd als hebbende een bevoorradingsfunctie. De tussenpersonen bevoorraden niet als dusdanig. Als de in aanmerking komende afnemers geen 'grootafnemers' zijn in de zin van artikel 2, 8° van de Richtlijn 2009/72/EG, moeten het eindafnemers zijn, namelijk afnemers die elektriciteit aankopen voor eigen gebruik (Richtlijn 2009/72/EG, art. 2, 9°). Ze bevoorraden dus niemand

(behalve eventueel de afnemers stroomafwaarts van hun aansluitingspunt maar dat komt zelden voor).

193. Als het de bedoeling is om grote industriële afnemers en belangrijke tussenpersonen toe te laten aan de veiling deel te nemen, is de volgende formulering te verkiezen: "*de leveranciers, tussenpersonen en eindafnemers die over een marktaandeel van 5 % of meer beschikken"*. Deze beperking zou in elk geval moeten worden gerechtvaardigd, wat niet zo evident lijkt, want ze tracht een bijkomende barrière in te stellen voor de toegang van nieuwkomers in de markt (die, per definitie, slechts een miniem marktaandeel hebben). Er moeten bovendien modaliteiten worden vastgelegd om dit marktaandeel te kunnen definiëren.

194. Met toepassing van het voorstel bepaalt: "*de commissie [bepaalt] jaarlijks de gemiddelde prijs voor de productie van elektriciteit uit de nucleaire centrales"*; de veiling zou tegen deze gemiddelde prijs moeten gebeuren. Aangezien een veiling niet voor een bepaalde prijs plaatsvindt, moet het voorstel worden herzien om de intentie van de auteur van het voorstel te verduidelijken; men zou bijvoorbeeld kunnen aannemen dat de gemiddelde prijs de beginprijs voor de veiling is.

195. Om zijn doel te bereiken, wil het wetsvoorstel een prijsregulering installeren. Het gaat echter niet om een regulering van de leveringsprijs, maar alleen van de prijs van de elektriciteitsproductie door splijting van nucleaire brandstof. Deze '*gemiddelde prijs'*, bepaald door de CREG, zal alle productiekosten moeten omvatten en met een billijke winstmarge worden verhoogd (ontworpen artikel 5/1, 3°). Hij zal dus in principe veel lager liggen dan de marktprijs, tenzij de opeenvolgende veilingen tot gevolg zouden hebben dat deze twee prijzen op elkaar worden afgestemd.

196. Het voorstel preciseert niet wat er met de winst van de veiling gebeurt (namelijk het verschil tussen de verkoopprijs en de gemiddelde prijs die door de CREG wordt bepaald). In elk geval, als deze winst aan de nucleaire producenten wordt gelaten, zal het doel van het voorstel (zijnde de herverdeling van een gedeelte van de nucleaire rente aan de consumenten) zeker niet worden bereikt.

197. Bovendien, als de verkoopprijs ondanks de veiling lager blijft dan de marktprijs, terwijl de leveranciers elektriciteit mogen verkopen aan de marktprijs, zal bijgevolg een gedeelte van de rente naar de grootste leveranciers gaan (tussenpersonen en eindafnemers) zonder dat er een herverdeling van de rente aan het geheel van consumenten plaatsvindt.

198. De rol van de CREG in de veiling moet worden gepreciseerd: het voorstel laat verstaan dat de voorgestelde prijs niet het enige criterium is waarmee rekening moet worden gehouden, maar dat er "*indien nodig"* rekening moet worden gehouden met "*de tarieven die voormelde bedrijven hanteren* […]*, hun marktaandelen in België, en hun bedrijfszekerheid"*. De hypothesen waarin deze bevoegdheid past, zijn niet duidelijk.

199. Bovendien worden, in het raam van de veiling aan de CREG belangrijke bevoegdheden toegekend die in elk geval door de minister moeten worden bekrachtigd (bevoegdheid tot vernietiging, herroeping of aanpassing van de transacties). Daardoor wordt de CREG in zekere zin een marktspeler, vergelijkbaar met de beheerder van de markt voor de uitwisseling van energieblokken (Belpex), bedoeld in het Koninklijk Besluit van 20 oktober 2005 met betrekking tot de oprichting en de organisatie van een Belgische markt voor de uitwisseling van energieblokken. Het past niet dat de CREG zo actief aan het beheer van een dergelijke markt deelneemt, maar het behoortintegendeel aan de CREG toe om toezicht te houden op de manier waarop een andere beheerder zijn activiteit uitoefent, rekening houdend met eisen van de wetgeving.

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

Guido Camps
Directeur Controle Prijzen en Rekening

Dominique Woitrin
Directeur Technische Werking van de Markten

Bernard Lacrosse
Directeur Algemene Zaken

P.o.

François Possemiers
Voorzitter van het Directiecomité