



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)20100506-CDC-968

over

*'de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie
door de nucleaire centrales in België'*

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

6 mei 2010

INHOUDSTAFEL

INHOUDSTAFEL	2
Inleiding	4
I. Methodologie	6
<i>I.1. Productiekosten</i>	6
<i>I.2. Externe kosten</i>	7
II. Case: België.....	10
<i>II.1. Hypotheses</i>	10
<i>II.2. Kostcomponenten</i>	14
II.2.1. Brandstofkost: C_{fuel}	14
II.2.1.1. Splitsstofcyclus	14
II.2.1.2. Bepaling C_{fuel} voor 2007	16
II.2.1.3. Benchmark	20
II.2.1.4. Besluit.....	22
II.2.2. Exploitatiekosten: C_{exploit}	22
II.2.2.1. Personeelskost	23
II.2.2.2. Verzekeringskost	23
II.2.2.3. Andere	37
II.2.2.4. Quote part SPE	38
II.2.2.5. Benchmark	40
II.2.3. Afschrijvingskost: C_{dep}	44
II.2.4. Provisies: C_{prov}	47
II.2.4.1. Situatieschets	47
II.2.4.2. Bepaling C_{prov} voor 2007	50
II.2.5. Overzicht gemiddelde productiekost	52
II.2.6. Externe kosten	53
II.2.6.1. Inleiding	53
II.2.6.2. Externe kosten tengevolge van de splitsstofcyclus	57
II.2.6.3. Externe kosten tengevolge van een kernongeval.....	63
II.2.6.4. Totale externe kosten	69
III. Marge nucleaire exploitant	75
<i>III.1. Inschatting van de marge 2007</i>	75
<i>III.2. Vergelijking studie (F)091015-CDC-892</i>	78
IV. Conclusie.....	82

Lijst van tabellen	85
Lijst van figuren.....	87
Bijlage 1: Productiekosten.....	88
Bijlage 2: Pressurized Water Reactor (PWR).....	89
Bijlage 3: Detail aanrekening brandstofkost: Electrabel aan SPE.....	91
Bijlage 4: Conventie van Parijs.....	93
Bijlage 5: Provisies situatie 2000.....	96
Bijlage 6: Externe kosten en impact analyse	97
Bijlage 7: ExternE: Ernstige kernongevallen.....	98
Bibliografie	99

INLEIDING

De COMMISSIE VOOR DE REGULERING VAN DE ELEKTRICITEIT EN HET GAS (CREG) heeft de bevoegdheid op basis van artikel 23, §2, 2°, van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt om op eigen initiatief of op verzoek van de Minister of van een gewestregering onderzoeken en studies in verband met de elektriciteitsmarkt uit te voeren. Sinds het verschijnen van de wet¹ van 8 juni 2008 is de CREG daarenboven belast met een bijkomende opdracht, namelijk het verzekeren van een permanente *monitoring* van de markt, zowel op het vlak van marktwerking als van prijzen. Het is in het licht van voormelde twee bepalingen dat deze studie dient gelezen te worden.

De CREG ontving op 11 maart 2009 een schrijven van de Minister van Klimaat en Energie met daarin een kopie van een brief van de Minister gericht aan Greenpeace. In die brief stelt de Minister dat hij ingaat op hun verzoek² om de CREG te belasten met een studie over de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie afkomstig van de nucleaire centrales in België. Het uiteindelijke doel is om een inschatting te maken van de '*monopoliewinsten*' die de producenten realiseren op hun nucleaire activiteiten. Deze winst kan ondermeer worden uitgedrukt onder de vorm van een marge (€/MWh) tussen de verkoopprijs van energie en de gemiddelde productiekost, maar ook als een geraamd absoluut bedrag (€).

Onderhavige tekst kan worden opgesplitst in vier grote delen. Het eerste deel is volledig gewijd aan de elementen die de kostprijs van elektriciteit bepalen. In eerste instantie wordt ingegaan op het belangrijke onderscheid tussen de begrippen *productiekost* en *externe kost*. Vanuit dat theoretisch kader wordt vertrokken om, in een tweede deel, een analyse te maken van de kostenstructuur van de Belgische nucleaire centrales. Elke kostcomponent zal afzonderlijk behandeld worden en op basis van de beschikbare cijfers in geldtermen worden uitgedrukt. Dit is geen eenvoudige oefening vermits verschillende, hierna opgesomde kostcomponenten gekenmerkt worden door o.a. een grote onzekerheid, een kleine waarschijnlijkheid en ver in de toekomst gesitueerd zijn. We denken hierbij respectievelijk aan de kosten gerelateerd aan afvalverwerking, opslag en berging en anderzijds de kosten verbonden met een mogelijk nucleair ongeval. Daarenboven wordt de

¹ Wet van 8 juni 2008: Wet houdende diverse bepalingen: Titel IX. Energie, Hoofdstuk 1: Wijziging van de wet van 29 april 1999 betreffende de organisatie van de elektriciteitsmarkt; Belgisch Staatsblad, 16 juni 2008, p. 30553

² Het oorspronkelijke schrijven aan de Minister, met de vraag voor het belasten van de CREG met deze studie, was een gezamenlijk initiatief van Greenpeace, Test Aankoop, het ACV, het ABVV, Inter-Environnement Wallonie en de Bond Beter Leefmilieu.

nucleaire sector gekenmerkt door een zekere *mystiek*. Zo wordt regelmatig beroep gedaan op redenen van confidentialiteit om cijfermateriaal niet publiek kenbaar te maken.

In een derde deel wordt een inschatting gemaakt van de marge die de nucleaire exploitant op het moment van analyse realiseert. Daartoe wordt de bekomen nucleaire kostprijs uitgezet ten opzichte van de verkoopprijs van energie en vermenigvuldigt met de nucleaire productie.

In een vierde deel wordt dan tenslotte nog een besluit geformuleerd.

Deze studie werd door het Directiecomité van de CREG goedgekeurd tijdens zijn vergadering van 6 mei 2010.

I. METHODOLOGIE

1. De analyse van de kostenstructuur van een bepaalde productietechnologie in het algemeen en van een bepaalde productie-eenheid in het bijzonder (vb.: een nucleaire centrale) kan op verschillende niveaus uitgevoerd worden. In het geval van elektriciteitscentrales wordt in de literatuur hoofdzakelijk een onderscheid gemaakt tussen de begrippen (directe) *productiekosten* en *externe kosten* (externaliteiten). Om een correcte afweging te maken tussen verschillende alternatieven³ (vb.: wind vs nucleair) is het wenselijk om beide kostensoorten in rekening te brengen. In de praktijk stellen we echter vast dat externe kosten vaak buiten beschouwing gelaten worden of enkel kwalitatief vermeld worden⁴.

I.1. Productiekosten

2. Onder productiekost wordt algemeen verstaan, de kost die gerelateerd is aan een bepaald productieproces met als doel het vervaardigen van een eindproduct. Deze *totale* kost kan ruwweg opgesplitst worden in twee categorieën; enerzijds de *totale vaste kosten* en anderzijds de *totale variabele kosten*. Vaste kosten zijn (op korte termijn) onafhankelijk van het productieniveau (vb.: afschrijvingskost). Variabele kosten zijn karakteristiek wel afhankelijk van het outputniveau (vb.: brandstofkost).

3. De *gemiddelde* (productie)kost voor een gegeven hoeveelheid output is de totale kost die bij dat outputniveau hoort, gedeeld door de output. De gemiddelde kost is net zoals de totale kost de som van een vast en een variabel gedeelte. De gemiddelde vaste kost zal altijd dalen naarmate de output toeneemt. Een verdubbeling van de output leidt impliciet tot het halveren van de gemiddelde vaste kost.

4. De *marginale* kost is de mate waarin de totale kost wijzigt als gevolg van een wijziging van de output met één eenheid. Aangezien totale vaste kosten niet variëren met de output zijn de marginale vaste kosten (op korte termijn) altijd nul. Impliciet betekent dit dat marginale kosten, marginale variabele kosten zijn, t.t.z. de wijziging in de totale variabele kosten tengevolge van de wijziging in output met één eenheid.

³ Bonduelle, A., et Lefevre, M., Débat sur l'Energie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Eole ou Pluton ? » 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.

⁴ CE Delft, 2007, Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland: De vergeten kosten in beeld, 122p.

5. Deze kostconcepten zullen in onderstaande tekst veelvuldig aan bod komen. De marginale kost van de laatst ingezette centrale (de marginale centrale) is bepalend voor de marktprijs van energie (cfr. III. Marge nucleaire exploitant). De gemiddelde kost van een bepaalde elektriciteitscentrale is dan weer belangrijk om de marge (t.o.v. de marktprijs) van de centrale te bepalen. In Bijlage 1 worden de kostconcepten grafisch uitgezet en wordt de onderlinge relatie besproken.

6. In de economische wetenschap beperkt de analyse zich in het algemeen tot het beschrijven en kwantificeren van de zonet vermelde kostconcepten. Er wordt enkel rekening gehouden met die componenten die voor de producent (de eigenaar van het productieproces) effectief een directe kost betekenen, met andere woorden elementen waarvoor de producent financiële middelen heeft moeten aanwenden. De externe effecten (kosten) van het productieproces worden vaak (al dan niet bewust) buiten beschouwing gelaten.

7. Het groeiende bewustzijn en de toenemende aandacht voor de klimaatverandering, de opwarming van de aarde, en het milieu hebben er echter toe geleid dat in de elektriciteitssector nieuwe belangen en markten (vb.: voor CO₂-emissierechten) zijn ontstaan. In deze problematiek staan externe kosten (tengevolge van elektriciteitsopwekking) vaak centraal.

I.2. Externe kosten

8. Onder externe kosten verstaat de economische wetenschap de kosten gerelateerd aan een productieproces met negatieve gevolgen voor de productie -en consumptiemogelijkheden van anderen zonder dat er daarvoor compensaties betaald worden⁵. Het zijn met andere woorden neveneffecten van een proces die niet terecht komen bij de onderneming, de producent. Impliciet betekent dit dat deze kosten gedragen worden door andere partijen; de overheid, de belastingbetaler, het milieu In het geval van elektriciteitsopwekking worden als externe kost onder andere vermeld: emissies van allerlei aard (CO₂, SO₂, etc), gezondheidseffecten tengevolge van radioactieve straling, ongevallen, afvalverwerking -en berging. Verreweg de meeste van de kosten die met deze effecten samenhangen worden niet in de uiteindelijke elektriciteitsprijs verdisconteerd: ze zijn niet *geïnternaliseerd*.

⁵ Eyckmans, J. & Pepermans, G. 2003, Is er een toekomst voor kernenergie in België?, CES KU Leuven, 15p.

9. Het effect van het niet in rekening brengen van externe kosten kan bepalend zijn in de keuze⁶ van producenten om een bepaalde productietechnologie te verkiezen boven een andere. Inderdaad, wanneer externe kosten daadwerkelijk geïnternaliseerd worden, wordt de kostprijs van de productietechnologie verhoogd. *Internalisatie* van kosten reduceert, *ceteris paribus*, de marge voor de producent en zijn interesse om in deze technologie te investeren. De verhouding tussen (directe) productiekosten en externe kosten varieert heel sterk van technologie tot technologie. Het creëren van een *level playing field* waarin alle kosten verrekend worden in de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit is daarom wenselijk maar niet altijd eenvoudig.

Het niet in rekening brengen van externe effecten impliceert dat de marktwerking wordt verstoord en dat de meest wenselijke uitkomst⁷ niet wordt bereikt. Indien de markt zichzelf niet corrigeert voor deze externe effecten is overheidsoptreden gewenst. Hoe dat overheidsoptreden er moet uitzien valt buiten de scope van deze studie maar in het algemeen wordt aangenomen dat een marktconform optreden (vb.: milieutax) tot betere resultaten leidt dan het gebruik van technologievoorschriften (cfr. voetnoot 5).

10. Een grote moeilijkheid in het verhaal van externe kosten is het kwantificeren ervan. Het uitdrukken in geldtermen van externe effecten is complex omwille van verscheidene redenen. Enerzijds bestaat er voor vele externaliteiten geen handel of markt; dit impliceert dat er geen marktprijs bestaat. Anderzijds gaat het kwantificeren van externe effecten hand in hand met risico-analyse, waarschijnlijkheidstheorieën en een tijdshorizon van soms duizenden tot tienduizenden jaren⁸. Dit betekent dat, om tot een uitdrukking in geldtermen te komen, er gebruikt moet gemaakt worden van een *schaduwprijs*⁹ (*shadow pricing*). Er bestaan verschillende manieren om de schaduwprijs te bepalen maar in het algemeen worden twee groepen onderscheiden: *schadetekosten* en *preventiekosten*. Hierop komen we in het deel II.2.6. Externe kosten op terug.

⁶ Bijvoorbeeld: stel dat elektriciteitsproducenten enkel een productievergunning krijgen voor een nucleaire centrale wanneer zij zich akkoord verklaren met een onbeperkte aansprakelijkheid in het geval van een nucleair ongeval.

⁷ De meest wenselijke uitkomst voor economen is Pareto-efficiëntie. Dit is een situatie waarin de welvaart van een individu niet kan verbeterd worden zonder de welvaart van tenminste één ander individu te verminderen.

⁸ Voor meer informatie omtrent methodologie inzake risico en schadeberekening en externe kosten van kernenergie zie o.a. CE DELFT, 2008, Externe kosten van kernenergie: Hoe zwaar wegen calamiteiten? 31p

⁹ *Shadow pricing: the arbitrary assignment of monetary values to non-marketed goods.*

11. Een belangrijk element in deze oefening is de keuze van een gepaste discontovoet. Zoals reeds gesteld, sommige externe effecten zullen zich slechts voordoen in de verre toekomst. De impact van de discontovoet op de uitdrukking in geldtermen van een extern effect is heel sterk. Bijvoorbeeld, een toekomstige kost van €100.000,00 binnen 10 jaar, verdisconteerd aan 6% of aan 4% is vandaag respectievelijk €55.839,48 en €67.556,42 waard. Hetzelfde bedrag binnen 100 jaar, verdisconteerd aan 6% of aan 4% is vandaag respectievelijk €294,72 en €1.980,00 waard. Dit leidt er toe dat bedragen heel ver in de toekomst vandaag als waardeloos kunnen beschouwd worden. Sommige auteurs¹⁰ pleiten daarom voor de toepassing van een verdiscontering aan 0% om een bovengrens voor de externe kosten te bepalen.

12. De problematiek van externe kosten behandelen we meer in detail in deel II.2.6. Externe kosten.

¹⁰ Davidson, M.D., A Social Discount Rate for Climate Damage to Future Generations Based on Regulatory Law, p.55-72.

II. CASE: BELGIË

II.1. Hypotheses

13. In dit deel wordt er gestreefd naar een zo adequaat mogelijke inschatting van de gemiddelde productiekost (€/MWh) van elektriciteitsopwekking via het Belgische nucleaire park en dit voor de nucleaire exploitant¹¹.

14. Het moment van analyse is eind 2007. De keuze voor dit tijdstip is een gevolg van de beschikbaarheid van betrouwbare gegevens op het moment van aanvang van de studie. Dit reduceert de veronderstellingen en verhoogt de pertinentie van de oefening.

15. Verder wordt er geopteerd om het volledige spectrum van kosten voor elektriciteitsopwekking via het Belgische nucleaire park in te schatten. In eerste instantie wordt de directe productiekost berekend. In een apart hoofdstuk wordt een inschatting gemaakt van de externe kosten. Voor dit laatste baseert de CREG zich hoofdzakelijk op studies van het ExternE project van de Europese Commissie.

16. Volgende figuur geeft een overzicht van de kostcomponenten nucleair die in deze studie zullen behandeld worden.

Figuur 1: Overzicht kostcomponenten nucleair

Kost bovencyclus	Brandstofkost	Directe productie kost	Totale kost
Kost benedenyclus			
Personeelskost	O&M		
Verzekeringskost			
Andere			
Initiële investering/oprichtingskosten	Afschrijvingskost		
Onderhoud- en vervanging			
Verlengingsinvestering			
Ontmanteling	Provisies		
Bestraalde splijtstof			
Milieuschade, broeikaseffect,...	Externe kosten		

¹¹ Onder nucleaire exploitant wordt in deze studie Electrabel (GDF Suez) verstaan.

17. De verhouding tussen de verschillende componenten die daadwerkelijk verrekend worden in de kostprijs varieert van bron tot bron. Eyckmans en Pepermans stellen voor een reactor van het type PWR¹² voorop dat de kostprijs van één nucleaire MWh voor 60% uit investeringskosten¹³ bestaat, voor 20% uit brandstofkosten en voor 20% uit onderhoud en werkingskosten. KPMG¹⁴ stelt een vergelijkbare verhouding voorop: 65% voor constructie en financiering, 11% brandstofkosten en 21% voor onderhoud en werkingskosten. De overige 3% schrijven zij toe aan afvalbeheer en ontmantelingkost¹⁵.

18. Om elk van de kostcomponenten uit Figuur 1 in geldtermen te kunnen uitdrukken werd in eerste instantie een brief¹⁶ gestuurd aan Electrabel en SPE. Een eerste reactie van Electrabel werd ontvangen op 20 mei 2009. SPE reageerde met een schrijven dd. 9 juni 2009. Het opgeleverde cijfermateriaal was niet van die aard dat het toeliet om de gemiddelde productiekost te achterhalen. Bijgevolg, werden andere *stakeholders* uit de nucleaire sector gecontacteerd. Zo werd een brief gericht aan Synatom (de kernprovisievennootschap en beheerder van de splijtstofcyclus) en aan NIRAS (de Nationale Instelling voor Radioactief Afval en verrijkte Splijtstoffen). Synatom reageerde op 10 september 2009 met een schrijven¹⁷:

“Synatom is van oordeel dat zij niet binnen het toepassingsgebied van de elektriciteitswet valt: zij is immers geen producent, distributeur, leverancier of tussenpersoon zoals door de elektriciteitswet gedefinieerd.

Wij zijn dan ook zo vrij uw vraag om informatie door te zenden aan Electrabel NV, met het verzoek aan die vraag het gepaste gevolg te geven”

Het NIRAS verleende wel zijn medewerking. Er werd een vergadering ter plaatse belegd en de CREG ontving verdere informatie op 25 september 2009¹⁸.

¹² PWR = Pressurized Water Reactor, het type reactor dat in Doel en Tihange operationeel is.

¹³ Voor het huidige Belgische nucleaire park gaat deze verhouding niet meer op vermits alle centrales volledig afgeschreven zijn en de afschrijvingskost (verwaarloosbaar) klein is.

¹⁴ KPMG, 2007, Belgian nuclear power plants: impact of prolonged operational lifetime, 29p.

¹⁵ Voor de World Nuclear Association (WNA) zijn de kosten voor afvalbeheer en ontmanteling deel van de brandstofkost (de benedencyclus). Elk van deze elementen vertegenwoordigt +/- 5% van de productiekost.

Het Nuclear Energy Institute (NEI) stelt voor een PWR van 1.000MW (vergelijkbaar met Tihange 2 en 3, Doel 3 en 4) in de USA voor 2007 voorop: 27% brandstofkost (inclusief kost voor afvalbeheer) en 73% onderhoud en werking. Het NEI houdt in de brandstofkost rekening met de kost voor afvalbeheer (+/- 4,5% van totale productiekost). Ontmantelingkost valt buiten het concept productiekost zoals door het NEI begrepen.

¹⁶ Brieven CREG: DIRP/GCA/NCO/kfe/09/109 en DIRP/GCA/NCO/kfe/09/110 dd. 15 april 2009

¹⁷ Kenmerk brief: 200.400 - 65.427 – gc/cl

¹⁸ Kenmerk brief: MBR/mvl/2009-2044

19. Verder werd ook relevante informatie bekomen tijdens vergaderingen met werknemers/vertegenwoordigers van Electrabel, SPE en de Federale Overheidsdienst Economie.

20. Teneinde de cijfers zo goed mogelijk te kunnen kaderen en verifiëren werd beroep gedaan op documenten van het Controlecomité voor de Elektriciteit en het Gas (CCEG) en (inter)nationale studies.

21. Naast kostfactoren is ook de *output* van de centrales een parameter die de gemiddelde productiekost (€/MWh) beïnvloed. Het Belgische nucleaire park bestaat uit zeven nucleaire centrales, verdeeld over twee sites, Doel (4) en Tihange (3). Net zoals in andere Europese landen werden deze centrales in België tijdens de jaren 70 en 80 geconstrueerd en in gebruik genomen. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de eenheden met hun datum van ingebruikname en hun individueel geïnstalleerd vermogen eind 2007.

Tabel 1: Nucleair productiepark van België

Eenheid	Datum van industriële ingebruikname	Netto ontwikkelbaar vermogen (MW)	Totaal per site
Doel			2.839,5
Doel 1	15 februari 1975	392,5	
Doel 2	1 december 1975	433	
Doel 3	1 oktober 1982	1.006	
Doel 4	1 juli 1985	1.008	
Tihange			2.985,0
Tihange 1	1 oktober 1975	962	
Tihange 2	1 februari 1983	1.008	
Tihange 3	1 september 1985	1.015	
Totaal			5.824,5

Bron: Activiteitenverslag Electrabel 2007, antwoorden Electrabel en SPE op brieven CREG

Het totale¹⁹ nucleaire park stond in 2007 in voor een totaal vermogen van 5.824,5 MW. Sindsdien zijn er productievergunningen²⁰ toegekend voor de constructie van 122 MW aan

¹⁹ Het totaal ontwikkelbaar vermogen nucleair ondergaat sinds 1985 evoluties tengevolge van tussentijdse revisies en vervangingen in de kern van de productiecentrales (stoomgenerator, rotor, stator, enz). Het oorspronkelijk totaal geïnstalleerd vermogen nucleair in 1985 was 5.415 MW, vandaag de dag bedraagt het 5.824,5MW, eind 2010 zal het 5.946,5 MW zijn. Er wordt in deze tekst gewerkt met het in 2007 geïnstalleerd vermogen en de gerelateerde output (tenzij expliciet anders vermeld).

vermogensverhoging. Deze capaciteitsuitbreiding wordt in 2010 in gebruik genomen en is het gevolg van vervangingsinvesteringen (stoomgeneratoren, rotoren en statoren). De reactoren zijn allemaal van het type PWR²¹.

22. De *output* van de nucleaire centrales wordt op maandelijkse basis door Elia (de transmissienetbeheerder) aan de CREG gerapporteerd in het kader van de berekening van de parameter N_c . In onderstaande tabel wordt per centrale de productie weergegeven voor de periode²² 2002-2007.

Tabel 2: Output (MWh) nucleaire centrales 2002-2007

	Doel 1	Doel 2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Totaal	Benutting (%)
2002	3.087.304	3.091.237	7.912.937	7.928.668	7.566.844	7.928.668	7.983.728	45.499.385	89,79%
2003	3.024.596	3.142.623	7.870.794	7.781.230	7.990.433	7.600.973	7.661.534	45.072.183	88,34%
2004	2.979.058	2.940.222	7.935.891	7.499.034	7.587.396	8.496.934	7.898.157	45.336.692	88,86%
2005	3.062.649	3.506.722	7.962.734	7.394.835	6.810.954	7.890.014	8.707.531	45.335.439	88,85%
2006	3.100.483	3.399.318	7.708.735	7.461.966	8.186.914	7.219.316	7.237.585	44.314.317	86,85%
2007	3.028.971	3.483.142	7.697.092	8.496.877	7.055.899	8.751.569	7.339.396	45.852.946	89,87%

Bron: Elia

23. Gemiddeld (periode 2002-2007) bedraagt de nucleaire productie 45.235.160 MWh per jaar. Dit stemt overeen met een bezetting²³ van de capaciteit van 88,76%. Met deze productie wordt ongeveer 55% van het totale verbruik in België gedekt.

24. De cijfers vertegenwoordigen de volledige productie, alsof alle geproduceerde energie aan Electrabel (de nucleaire exploitant) toebehoort. Echter, verschillende ondernemingen hebben een deelneming in één van de Belgische nucleaire eenheden. Zo had SPE²⁴ in 2007 een deelneming (*quote part*) van 4% in Doel 3 en 4, Tihange 2 en 3 en heeft EDF een deelneming in Tihange 1 van 50%. Echter, vermits in het schrijven van 15 april 2009 gevraagd werd aan Electrabel om "*alle cijfers aan te leveren alsof Electrabel 100% eigenaar is van de 7 nucleaire eenheden in België*" dient dezelfde logica aangehouden te worden wat de productie betreft. De analyse van hoe de afrekening tussen de verschillende partijen gebeurt, is geen objectief van deze studie. Echter, de facturen die

²⁰ Het betreft concreet drie productievergunningen toegekend door de Minister: Doel 4 (40 MW; 17/8/2007), Tihange 3 (40 MW; 13/11/2007) en Doel 1 (42 MW; 18/02/2008).

²¹ Meer uitleg over dit type reactor is opgenomen in Bijlage 2: Pressurized Water Reactor (PWR).

²² Voor de periode 2002 wordt op basis van Bijlage 2 van het document CGEE 4168 *Adaptation du calcul du paramètre N_c – Dossier Technique* en een geïnstalleerd vermogen van 5.784,5 MW tot een nucleaire productie gekomen van 45.499.385 MWh.

²³ Om de bezettingsgraad te berekenen, vermenigvuldigen we het geïnstalleerd vermogen (MW) met 24 (h) (aantal uur in een dag) en vervolgens met 365 (aantal dagen in een jaar). Dit geeft voor 2007: $5.824,5 \text{ MW} \times 24 \text{ h} \times 365 = 51.022.620 \text{ MWh}$. Ten opzichte van deze bovengrens zetten we de werkelijke productie uit. Voor 2007 geeft dit: $45.852.946 \text{ MWh} / 51.022.620 \text{ MWh}$ of 89,87%.

²⁴ De deelneming van SPE in deze vier centrales is sinds 1 maart 2009 gestegen tot 10,2%.

Electrabel aan SPE stuurt, in het kader van de *quote part* SPE, leveren bijkomende bruikbare informatie op.

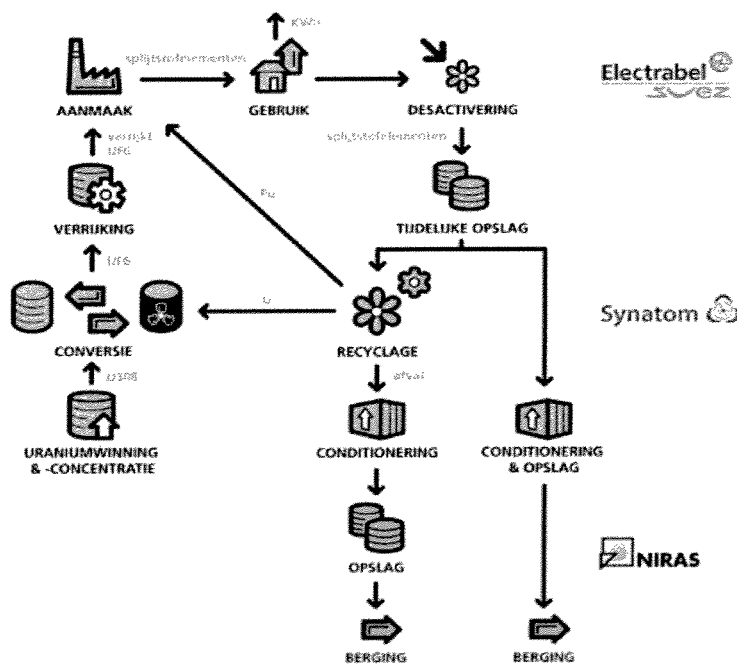
II.2. Kostcomponenten

II.2.1. Brandstofkost: C_{fuel}

II.2.1.1. Spleijstofcyclus

25. Het beheer van de spleijstofcyclus is in België vandaag volledig toevertrouwd aan één onderneming, met name Synatom. Dit is een 100% dochteronderneming van Electrabel. Synatom²⁵ beheert de volledige cyclus van de Belgische kerncentrales en is eigenaar van de brandstofelementen. De spleijstofcyclus kan opgesplitst worden in een bovcencyclus (*amont* of *front-end*) en een benedencyclus (*aval* of *back-end*). Volgende figuur geeft een overzicht.

Figuur 2: Spleijstofcyclus



Bron: Synatom

²⁵ Synatom was oorspronkelijk een hergroepering van participaties van Belgische elektriciteitsbedrijven in nationale en internationale projecten (het Syndicaat voor de Studie van Kerncentrales met Groot Vermogen, opgericht in 1965). Sinds 1977 focust Synatom op de spleijstofcyclus. Bij wet werd Synatom in 1980 een 50% publiekrechtelijke vennootschap opgericht die in 1983 door de Nationale Investeringsmaatschappij werd ingevuld. (Bron: Laes, E. et al, 2007, Kernenergie (on)besproken, Acco, 367p). Naast het beheer van de brandstofcyclus staat Synatom sinds de Wet van 11 april 2003 ook in voor het beheer van de voorzieningen voor de ontmanteling en voor het beheer van bestraalde spleijstoffen.

26. De bovenscyclus omvat de uraniumbevoorrading (aankoop of productie van uranium, U), de conversie van U in UF₆ (Uranium Hexafluoride), de verrijking en de vervaardiging van de brandstofelementen. De benedenscyclus houdt het beheer van de bestraalde splijtstof in vanaf de ontlading uit de reactor (tijdelijke opslag en daarna opwerking of definitieve berging).

27. Voor wat de benedenscyclus betreft, wordt in het algemeen een onderscheid gemaakt tussen een *gesloten cyclus* en een *open cyclus*. In het geval van een gesloten cyclus wordt de bestraalde splijtstof gerecycleerd en heropgewerkt tot nieuwe brandstofelementen. Daartoe wordt het gebruikte uranium teruggestuurd naar de conversie-eenheid waar het opnieuw omgezet wordt in UF₆. Het plutonium wordt vrijgemaakt en overgebracht naar een eenheid die splijtstofelementen aanmaakt. Plutonium wordt typisch verwerkt in MOX-elementen. Deze MOX-elementen (*mixed oxides*) zijn samengesteld uit plutonium en uranium. Ze zijn volwaardige brandstofelementen die kunnen gebruikt worden in kerncentrales. In België wordt er echter (voorlopig) geen gebruik meer gemaakt van de opwerkingsoptie. Dit impliceert dat in België (voorlopig) geen plutonium wordt vrijgemaakt.

28. Bij een open cyclus wordt de bestraalde splijtstof geconditioneerd en tijdelijk op de site opgeslagen in afwachting van een definitieve bestemming. De tijdelijke opslag is noodzakelijk om de temperatuur van de gebruikte splijtstof te laten dalen. Deze opslag gebeurt in Doel in containers, in Tihange in waterdokken.

29. In België werd vanuit politieke hoek²⁶ initieel gekozen voor de opwerkingsoptie, met andere woorden de gesloten cyclus. Er werden tussen 1976 en 1978 contracten afgesloten tussen Synatom en COGEMA²⁷ voor de opwerking van 140 ton gebruikte splijtstof. Deze strategie van opwerking werd lange tijd aangehouden. In de jaren '80 werden echter geen nieuwe opwerkingsovereenkomsten afgesloten. Gebruikte splijtstof werd nog steeds naar Frankrijk (La Hague) getransporteerd, volgens bepalingen van de zonet vermelde contracten, maar de visie omtrent gebruikte splijtstof stond op een keerpunt. Samengevat, voor 671,5 ton gebruikte splijtstof werd de gesloten cyclus verkozen, met dus opwerking in La Hague, transport en het terugbrengen van het verglaasde afval²⁸ naar België. In 1993

²⁶ Laes E. et al, 2007, Kernenergie (on)besproken, p.84 : vb. in het eerste rapport van de Commissie der Wijzen (1976), in het *Witboek* over het energiebeleid (1979), of later in de resoluties van het parlementaire energiedebat (1982-1983).

²⁷ COGEMA : Compagnie Générale de Matières Nucléaires.

²⁸ Verglaasd afval is een gevolg van de keuze voor opwerking. Opwerking is de eerste stap van een recyclageproces dat het mogelijk maakt om de 97% herbruikbare materialen voor elektriciteitsproductie te scheiden van de radioactieve afvalstoffen (3%). Deze hoogradioactieve splijtingsproducten worden op zeer hoge temperatuur vermengd met een speciaal daarvoor

besliste de regering om (voorlopig) af te stappen van de gesloten cyclus en enkel nog te kiezen voor een open cyclus. In afwachting van een definitieve beslissing slaat Synatom de gebruikte splijtstof nu op in de nabijheid van de kerncentrales.

30. Betreffende de bergingsopties is er in België nog geen definitieve keuze gemaakt. De berging kan bovengronds gebeuren maar er wordt ook veel onderzoek gedaan naar ondergrondse berging (vb.: in kleilagen). De toekomst zal uitwijzen welke optie de meest interessante is.

31. De reden waarom we deze verschillende opties betreffende de benedencyclus aanhalen, is omdat deze een rol spelen in de bepaling van de eenheidsprijs die de nucleaire exploitanten dienen te betalen aan NIRAS voor het beheer van hun nucleair afval. Ze spelen een rol in de methodologie die het niveau van de provisies bepaalt. NIRAS stemt de provisies voor bestraalde splijtstof af op de duurste oplossing, met name de optie opwerking. Zodoende wordt een bepaalde zekerheid ingebouwd.

II.2.1.2. Bepaling Cfuel voor 2007

32. Zoals gesteld bij de beschrijving van de hypotheses is het bekomen van consistente, betrouwbare data geen eenvoudige opdracht. Voor de bepaling van de brandstofkost voor het Belgische nucleaire park is de meest voor de hand liggende bron Synatom. Echter, deze stelde in haar schrijven van 10 september 2009 dat zij niet binnen het toepassingsgebied van de Elektriciteitswet valt en bijgevolg de vraag van de CREG doorverwijst naar Electrabel.

33. Electrabel leverde via haar schrijven van 20 mei 2009 volgende gegevens op.

Tabel 3a: Brandstofkost (€) voor alle nucleaire centrales in België

Productiestadium	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Amont	113.822.408,00	107.115.212,00	101.371.293,00	98.470.394,00	98.113.870,00	114.197.233,00
Fabricage	49.560.152,00	47.325.790,00	45.005.876,00	45.335.443,00	42.541.747,00	45.852.946,00
Aval	147.577.213,00	149.102.952,00	132.578.418,00	96.541.109,00	96.363.131,00	96.939.640,00
Totaal	310.959.773,00	303.543.954,00	278.955.588,00	240.346.946,00	237.018.748,00	256.989.819,00

Bron: Electrabel

ontwikkelde glassoort. Het mengsel wordt vervolgens in een roestvast stalen container gegoten die vervolgens hermetisch wordt dichtgelast. Het gekozen glas is chemisch stabiel en zeer compact, en is te vergelijken met natuurlijk gevormd verglaasd lava, dat gedurende meerdere miljoenen jaren geen enkele verandering onderging. De container waarin het verglaasde afval wordt gegoten is een roestvast stalen cilinder van 1,34 m hoog en 43 cm doorsnede. (Bron: Terugkeer van verglaasd afval vanuit Frankrijk naar België: Transporten van verglaasd afval in alle veiligheid, 2002).

Wanneer we deze waarden delen door de totale productie uit Tabel 2 bekomen we het volgende resultaat.

Tabel 3b: Brandstofkost (€/MWh) voor alle nucleaire centrales in België

Productiestadium	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Amont	2,50	2,38	2,24	2,17	2,21	2,49
Fabricage	1,09	1,05	0,99	1,00	0,96	1,00
Aval	3,24	3,31	2,92	2,13	2,17	2,11
Totaal	6,83	6,73	6,15	5,30	5,35	5,60

Bron: Electrabel

34. We zien dat de totale brandstofkost over de periode 2002-2006 relatief sterk gedaald is (+/-22%). In 2007 is er echter een lichte stijging waar te nemen. Wanneer we in detail de verschillende productiestadia bekijken dan stellen we vast dat de evolutie van het deel *amont* beperkt is in de tijd. Dit heeft te maken met de aankoopprijs voor uranium. Aangezien deze prijs door Synatom vastgelegd wordt in aankoopcontracten op lange termijn, is dit een vrij constant element (cfr. infra). Het deel *fabricage* evolueert nauwelijks, en bedraagt +/- €1/MWh. Ten slotte, het deel *aval* is over de periode 2002-2007 sterk gedaald (35%) en bedraagt in 2007 €2,11/MWh.

35. Op basis van deze gegevens wordt voor 2007 een brandstofkost bekomen van €5,60/MWh. Dit cijfer is volgens Electrabel hetzelfde voor elke nucleaire eenheid:

“Sinds 1995 worden de brandstofkosten berekend op het niveau van het nucleair park: elke nucleaire eenheid heeft bijgevolg dezelfde brandstofkosten per eenheid productie. De totale brandstofkosten kunnen worden geventileerd per eenheid pro rata van hun aandeel in de totale energieproductie per jaar.”

36. In de volgende paragrafen vergelijken we dit cijfer met data uit andere bronnen. Een eerste bron is de facturatie van Electrabel aan SPE voor zijn *quote part* in Doel 3, Doel 4, Tihange 2 en Tihange 3. Op basis van Tabel 2 berekenen we in volgende tabel de *quote part* SPE in de productie 2007.

Tabel 4: Quote part SPE (4%) in productie (MWh, 2007)

SPE	Quote part
Doel 3	307.884
Doel 4	339.875
Tihange 2	350.063
Tihange 3	293.576
Totaal	1.291.397

37. Uit de maandelijkse facturatie van Electrabel aan SPE heeft de CREG, voor 2007, de brandstofkosten (*dépenses combustibles*) voor Doel 3, Doel 4, Tihange 2 en Tihange 3 gehaald. De gedetailleerde voorstelling en uitleg is opgenomen in Bijlage 3. Hier wordt enkel het eindresultaat opgenomen.

Tabel 5: Brandstofkost 2007

	Doel 3	Doel 4	Tihange 2	Tihange 3	Gemiddeld
Kost (€/MWh)	7,53	7,07	8,82	8,55	7,99

38. Uit de cijfers blijken hoofdzakelijk twee zaken. Ten eerste stellen we vast dat in de doorrekening aan SPE, Electrabel per centrale een verschillende prijs aanrekent. Dit is in tegenstelling met de informatie uit de brief van 20 mei 2009. Ten tweede, de prijs (excl. BTW) die aan SPE wordt doorgerekend is betrekkelijk hoger dan de kostprijs die zonet bekomen werd (cfr. randnummer 35). Het verschil bedraagt ongeveer 30% (€7,99/MWh t.o.v. €5,60/MWh). Er werd aan Electrabel gevraagd²⁹ deze marge te verklaren. Het antwoord³⁰ vermeldt enkel de algemene bepalingen voor de doorrekening van de brandstofprijs, maar gaat niet in op het verschil:

“La facturation du combustible se fait conformément à l’annexe N°4 à l’annexe N°7 « convention relative à la constitution d’une société interne pour l’exploitation des unités nucléaires de Tihange 2 et 3 ainsi que de Doel 3 et 4 » et de ses avenants. Il s’agit d’un « prix » combustible reprenant les composantes suivantes : le coût amont pour solde de tous comptes + le coût aval (qui n’est pas pour solde de tous comptes). Etant donné son contenu et le facteur risque (pour solde de tous comptes) il n’y a pas de lien direct entre le coût de revient du combustible et le prix payé par SPE pour l’énergie reçue. Il s’agit donc d’un forfait en €/MWh reçu, qui est indexé sur base de paramètres contractuellement définis.”

39. Een laatste referentie met betrekking tot de brandstofkost voor het Belgische nucleaire park vinden we in het document CGEE³¹ (4168) van 23 april 2003 met als titel *Adaptation du calcul du paramètre Nc – Dossier Technique*. Hierin wijdt het Beheerscomité een paragraaf aan ‘le combustible nucléaire’. De waarde die zij weerhouden voor de brandstofkost in 2002 is €6,82/MWh³². Hierin zitten zowel de kosten van de bovendicyclus als de benedencyclus vevat. Het Beheerscomité stelt dat de brandstofkost nuclear in die

²⁹ Mail aan Dhr. De Groof op 26 februari en 26 maart 2010.

³⁰ Antwoord Dhr. De Groof op 26 maart 2010.

³¹ CGEE = Comité de Gestion des Entreprises d’Electricité of BCEO = BeheersComité der ElektriciteitsOndernemingen.

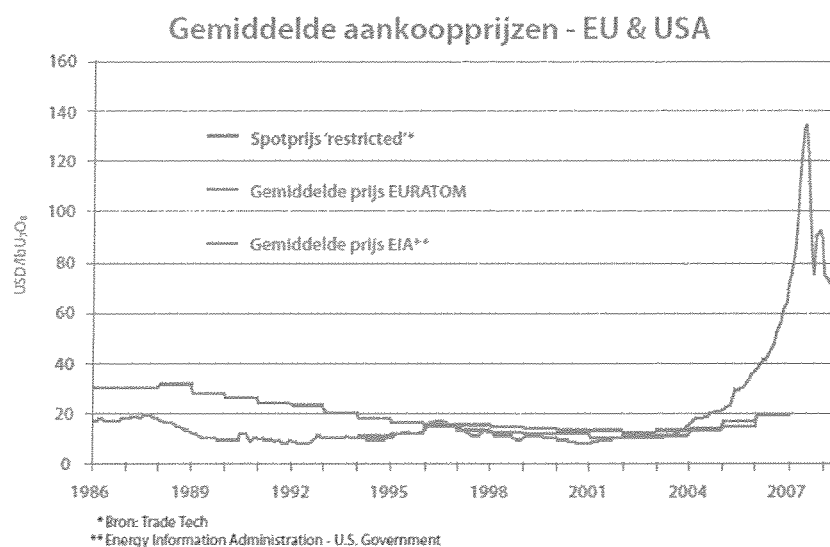
³² We stellen vast dat deze €6,82/MWh van het CGEE aansluit bij het cijfer dat Electrabel heeft opgeleverd voor 2002 (€6,83/MWh).

periode weinig evolueert, met een lichte trend tot daling. Deze daling zou het gevolg zijn van het effect van de financiële producten waarin de fondsen van de voorzieningen voor de benedencyclus worden belegd. Op basis van de waardes uit Tabel 3b kan men stellen dat deze voorspelling zich heeft gerealiseerd. De daling in de totale brandstofkost is voornamelijk te danken aan een daling van de kost in het stadium *aval*. Hierin zit onder andere de provisie voor het beheer van bestraalde splijtstof vevat (cfr. II.2.4 Provisies: C_{prov}).

40. Naast de provisie, is ook de uraniumprijs een belangrijk element die de brandstofkost beïnvloed. Het Beheerscomité (CGEE (4168)) wijst (in 2002) onder andere op een mogelijke stijging van de uraniumprijs tengevolge van een toenemende vraag door nieuwe nucleaire projecten (voornamelijk in Azië, en in het bijzonder in China en Zuid-Korea). Echter, het staat vast dat de aankoopprijs voor uranium veel minder volatiel is dan de prijs voor bijvoorbeeld fossiele brandstoffen zoals aardgas en steenkool.

41. Dit blijkt ook wanneer men de Belgische situatie analyseert. Het systematisch beleid van Synatom is gebaseerd op het sluiten van langetermijncontracten en het aanleggen van voorraden in overeenstemming met de aanbevelingen van Euratom. Deze strategie heeft erin geresulteerd dat de afgelopen twintig jaar de bevoorradingsprijzen van Synatom telkens onder die van de Europese vakgenoten lagen (Bron: Jaarverslag Synatom 2007). Door het aanleggen van voorraden kan Synatom 'wachten' tot het sluiten van nieuwe langetermijncontracten tot op het moment wanneer de condities het meest gunstig zijn. Zodoende worden effecten van speculatie op de uraniummarkt nauwelijks weerspiegeld op de door Synatom betaalde uraniumprijs. Onderstaande grafiek illustreert dit.

Figuur 3: Gemiddelde aankooprijzen uranium EU & USA



Bron: Jaarverslag
 Synatom 2007

De gemiddelde aankoopprijs, zowel in de EU als in de USA, vertoont weinig volatiliteit. Gedurende de jaren 90 is deze consequent, gestaag gedaald. Sinds begin 2003 stijgt ze terug lichtjes. Echter, de evolutie in de aankoopprijs (2007: +/- \$20/pond)³³ is in contrast met de enorme piek die de spotprijs heeft gekend in juli 2007. Sinds eind 2004 steeg de prijs voor uranium op de spotmarkt (tengevolge van speculatie) naar ongekeerde hoogtes (juli 2007: \$135/pond). Deze piek wordt verklaard door een aantal eenmalige gebeurtenissen in 2003 die leidden tot een tijdelijke vermindering van het aanbod. Er was een overstroming in één van de belangrijkste mijnen in Canada. De Russische contractuele leveringen die gekoppeld zijn aan de contracten voor de ontmanteling van nucleaire wapens werd in vraag gesteld. Verder werd ook de activiteit in een conversiefabriek stopgezet waardoor de westerse wereld van een kwart van zijn capaciteit werd beroofd.

42. Deze vaststellingen met betrekking tot de aankoopprijs voor uranium verklaren de evolutie in de cijfers voor het stadium *amont* in Tabel 3b een dalende trend tot en met 2005, daarna een lichte stijging.

II.2.1.3. Benchmark

43. Het vergelijken van kostcomponenten dient met voorzichtigheid te gebeuren. Wat de brandstofkosten betreft dient men in eerste instantie ervoor te zorgen dat reactoren van hetzelfde type vergeleken worden. Het grote verschil tussen generatoren van de tweede generatie (vb.: PWR) en de derde generatie (vb.: EPR) is dat de nieuwe technologie minder brandstof nodig heeft voor een zelfde output (efficiëntere centrales) en dat ze relatief minder afval produceren.

44. Ten tweede is het belangrijk om te weten wat allemaal in de brandstofkost wordt verrekend. Wat de bovenyclus betreft, is er over het algemeen weinig verschil. De verrekening van de kosten met betrekking tot de benedenyclus verschilt echter wel van land tot land.

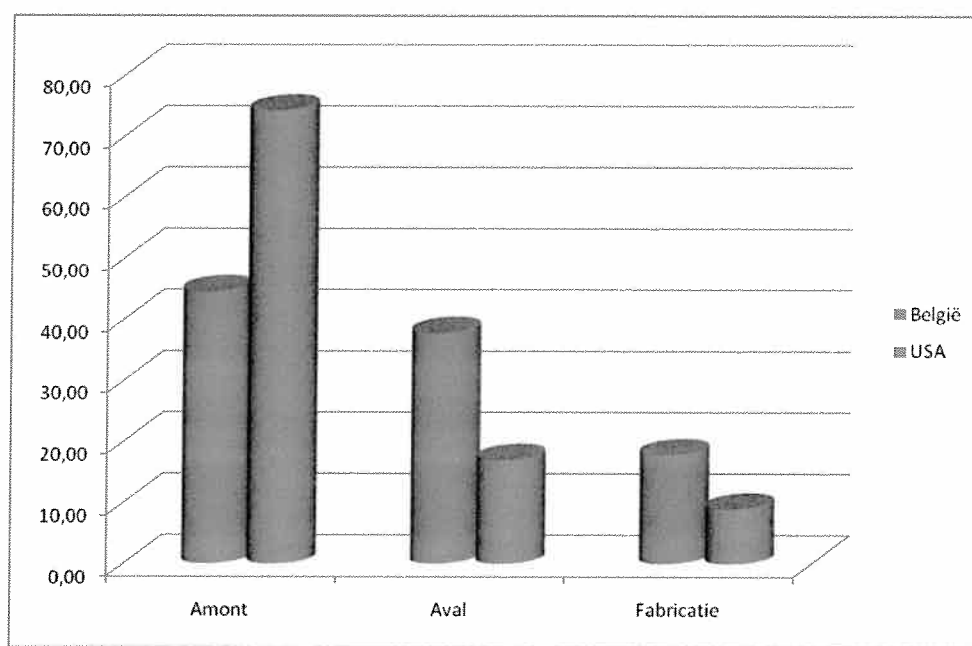
45. Dit alles in acht genomen, geven de cijfers van het Nuclear Energy Institute (USA) een goede vergelijkingsbasis. Dit instituut houdt data bij met betrekking tot de Amerikaanse nucleaire sector. Het type reactor dat ze analyseren is een PWR van 1.000 MW, vergelijkbaar met de centrales in België (cfr. Tabel 1). Voor 2007 stellen zij een brandstofkost vast van \$5,00/MWh. Omgerekend aan de gemiddelde wisselkoers van 2007

³³ 1 pond = 0,454 kg; 1kg = 2,203 pond => \$44,06/kg

(1\$ = €0,72959) geeft dit €3,65/MWh. Dit is betrekkelijk lager dan de €5,60/MWh die bekomen werd op basis van de cijfers van Electrabel.

46. Een blik op de samenstelling van de brandstofkost in België en in de USA geeft een indicatie van waar het verschil³⁴ kan gevonden worden. Volgende figuur geeft het belang (%) aan van de kost van elke fase³⁵ in de splijstofcyclus.

Figuur 4: Brandstofkost: België vs USA (2007)



Bron: Electrabel, NEI

47. Het belang van de kost *amont* en *aval* verschilt in België niet zoveel. In de USA daarentegen weegt de kost van de bovendicyclus veel zwaarder door (+/- 75%) dan de kost van de benedencyclus. Dat is voornamelijk het gevolg van de heel kleine bijdrage (17%) aan de brandstofkost door de component afvalbeheer (in absolute termen \$1/MWh).

³⁴ Een belangrijke factor die we hier buiten beschouwing laten, is de gunstige wisselkoers van de euro t.o.v. de dollar. In de veronderstelling dat we een 1:1 situatie zouden hebben, *ceteris paribus*, dienen we \$4,7/MWh te vergelijken met €5,60/MWh.

³⁵ Voor de USA zijn de componenten uranium, verrijking en conversie samengevoegd tot de groep *amont*.

II.2.1.4. Besluit

48. De CREG weerhoudt voor 2007 als brandstofkost €5,60/MWh, zoals opgeleverd door Electrabel. De evolutie in de brandstofkost (Tabel 3b) is in overeenstemming met wat uit andere documenten kan opgemaakt worden (zowel voor de benedencyclus als voor de bovenyclus). De waarde voor 2002 is analoog aan de waarde die werd teruggevonden in het document van het Beheerscomité (CGEE (4168)). De evoluties die sindsdien gerapporteerd werden, zijn in overeenstemming met wat in andere documenten kan teruggevonden worden. Enerzijds wordt een daling in de kost van de benedencyclus vastgesteld (als gevolg van lagere provisies voor beheer bestraalde splijtstof). Anderzijds is er in 2007 een licht toename in de kost van de bovenyclus (als gevolg van de toename in de uraniumprijs sinds 2005).

II.2.2. Exploitatiekosten: C_{exploit}

49. Een tweede belangrijke kostcomponent is de exploitatiekost. Afhankelijk van bron en benadering omvat deze verschillende elementen. In eerste instantie wordt in deze tekst vertrokken van de informatie die door Electrabel werd opgeleverd op 20 mei 2009. Het antwoord van Electrabel neemt vier kostcomponenten op: personeel, verzekeringen, onderhoud en administratie.

50. In tegenstelling tot de analyse van de brandstofkost zijn weinig (secundaire) bronnen beschikbaar waaraan de informatie van Electrabel kan getoetst worden. Er dient voornamelijk beroep gedaan te worden op vergelijkbare analyses in (internationale) studies. Daarenboven werd tijdens een vergadering (dd. 15/06/2009) door Electrabel gesteld dat er voor de kerncentrales geen specifieke managementrapportering op financieel niveau bestaat maar enkel op technisch niveau.

51. Bijgevolg dient deze paragraaf dan ook aanzien te worden als een best mogelijke inschatting op basis van de beschikbare data (*best estimate*). Een uitzondering dient gemaakt te worden voor de verzekeringskost. Op basis van de polissen kon deze component geverifieerd worden.

II.2.2.1. Personeelskost

52. Voor de periode 2002-2007 hebben we de personeelskosten samengevat in Tabel 6. Van 2002 naar 2004 is er duidelijk een dalende trend merkbaar in de personeelskosten. Sindsdien is er echter een stagnatie vast te stellen. Voor 2007 bedraagt de personeelskost €3,31/MWh.

Tabel 6: Personeelskost

Personeelskost	€	MWh	€/MWh
2002	183.577.717,44	45.499.385,00	4,03
2003	163.148.704,39	45.072.183,00	3,62
2004	146.490.433,47	45.333.691,00	3,23
2005	148.773.399,19	45.377.368,00	3,28
2006	143.718.355,84	44.314.315,00	3,24
2007	151.926.262,28	45.852.946,00	3,31

Bron: Electrabel

II.2.2.2. Verzekeringskost

53. De verzekeringskost van een nucleaire centrale is typisch een kostcomponent die gekenmerkt wordt door een geïnternaliseerd gedeelte en een extern gedeelte. In deze paragraaf wordt enkel een analyse gemaakt van het geïnternaliseerde deel, t.t.z. de dotaties die de nucleaire exploitanten maken in het kader van hun verzekeringspolissen. Het niet-verzekerde risico wordt in detail behandeld onder de sectie van de externe kosten (II.2.6. Externe kosten).

- *Juridisch kader*

54. Vooraleer de cijfers te analyseren is het van belang om aan te geven wat de juridische bepalingen zijn waarbinnen de nucleaire exploitanten in België zich dienen te bewegen.

55. Op internationaal niveau bestaan er twee stromingen inzake nucleaire aansprakelijkheid: enerzijds is er het regime van de *Nuclear Energy Agency* (NEA) van de *Organization for Economic Co-operation and Development* (OECD) en anderzijds is er het systeem van het *International Atomic Energy Agency* (IAEA). Beide regimes bestaan uit

conventies en protocols waar landen zich kunnen bij aansluiten teneinde een systeem van nucleaire aansprakelijkheid op hun grondgebied te installeren.

56. In het kader van deze studie gaan we dieper in op het regime³⁶ van het NEA, het gespecialiseerde agentschap binnen het OECD. Het NEA heeft 28 leden, gesitueerd in Europa (waaronder België), Noord-Amerika en Azië. Deze 28 landen zijn goed voor 85% van de geïnstalleerde nucleaire capaciteit wereldwijd.

57. De belangrijkste instrumenten van het NEA zijn de Conventie van Parijs van 29 juli 1960 en de Conventie van Brussel van 31 januari 1963 en de protocols die hen wijzigen. Onderstaande tabel geeft een schematisch overzicht van het aansprakelijkheidsregime van het NEA.

Tabel 7: Overzicht regime NEA (OECD)

	1ste generatie	2de generatie
NEA regime	Verdrag van Parijs inzake wettelijke aansprakelijkheid op het gebied van kernenergie, Parijs	Protocol houdende wijziging van het Verdrag van Parijs van 29 juli 1960 inzake wettelijke aansprakelijkheid op het gebied van kernenergie
	<i>29/07/1960</i> <i>van kracht 01/04/1968</i>	<i>12/02/2004</i> <i>nog niet van kracht</i>
NEA regime	Verdrag van Brussel tot aanvulling van het Verdrag van Parijs van 29 juli 1960 inzake wettelijke aansprakelijkheid op het gebied van kernenergie, Brussel	Protocol houdende wijziging van het Verdrag van Brussel van 31 januari 1963 inzake wettelijke aansprakelijkheid op het gebied van kernenergie
	<i>31/01/1963</i> <i>van kracht 04/12/1974</i>	<i>12/02/2004</i> <i>nog niet van kracht</i>

De protocols, die de oorspronkelijke conventies wijzigen, worden aangeduid met de term 'tweede generatie'. Tenslotte, dient nog het Gezamenlijk Protocol van 21 september 1988 vermeld te worden. Dit protocol linkt het aansprakelijkheidsregime van het NEA met dat van het IAEA.

58. Belangrijk element dat dient te weerhouden worden uit de conventies en protocols is hoe de aansprakelijkheid bepaald wordt en tot op welk bedrag elk van de partijen aansprakelijk wordt gesteld in het geval van een nucleair ongeval. Volgende tabel geeft een overzicht.

³⁶ Voor meer informatie betreffende het regime van het IAEA: <http://www.iaea.org>

Tabel 8: Overzicht aansprakelijkheid NEA (OECD)

	minimale dekking	maximale aansprakelijkheid	schijf 1 ten laste van de nucleaire operator	schijf 2 ten laste van de nationale overheid	schijf 3 ten laste van de internationale pool van verdragsluitende landen
Verdrag van Parijs (29/07/1960) - VAN KRACHT	5.000.000 bijzondere trekkingsrechten € 5.589.860,00	15.000.000 bijzondere trekkingsrechten € 16.769.580,00			
Verdrag van Brussel (31/01/1963) - VAN KRACHT			ten minste 5 miljoen bijzondere trekkingsrechten € 5.589.860,00	tussen 5 miljoen bijzondere trekkingsrechten en 175 miljoen bijzondere trekkingsrechten € 5.589.860,00 - € 195.545.100,00	tussen 175 miljoen bijzondere trekkingsrechten en 300 miljoen bijzondere trekkingsrechten € 195.545.100,00 - € 335.391.600,00
Gezamenlijk protocol betreffende de toepassing van het Verdrag van Wenen en het Verdrag van Parijs (21/09/1988) - VAN KRACHT					
Protocol houdende wijziging van Verdrag van Parijs (12/02/2004) - NOG NIET VAN KRACHT		€ 700.000.000,00			
Protocol houdende wijziging van Verdrag van Brussel (12/02/2004) - NOG NIET VAN KRACHT			€ 700.000.000,00	€ 700.000.000 - € 1.200.000.000	€ 1.200.000.000 - € 1.500.000.000

59. We bespreken kort de belangrijkste bijdragen van elk van de conventies en protocols:

- Het Verdrag van Parijs (29/07/1960) is de oorsprong van het aansprakelijkheidsregime van het NEA. Het is uitgebouwd rond vijf belangrijke principes³⁷: *strict liability, legal channeling of the liability to the nuclear operator, limitation of liability, compulsory insurance and exclusive jurisdiction of one court.*
- Het Verdrag van Brussel (31/01/1963) voegt een belangrijk element toe aan het aansprakelijkheidsregime: het installeert een zogenaamd *three-tier system*. Dit impliceert dat wanneer de financiële middelen van de nucleaire operator (*first tier*) niet voldoende zijn, bijkomende middelen dienen voorzien te worden door de Staat (*second tier*) waar de nucleaire eenheid zich bevindt, en de internationale pool van de verdragsluitende Staten (*third tier*). De financiële implicaties voor elk van de partijen kan teruggevonden worden in Tabel 8.

³⁷ Voor meer details inzake deze principes zie Bijlage 4.

- Het Gezamenlijk protocol³⁸ (21/09/1988) zorgt voor een brug tussen de twee aansprakelijkheidsregimes (NEA en IAEA). Het heeft als gevolg dat slachtoffers van contracterende partijen aan het ene Verdrag eveneens de voordelen kunnen genieten wanneer de aansprakelijke operator lid is van het andere Verdrag.
- Het Protocol houdende wijziging van het Verdrag van Parijs (12/02/2004) verhoogt de aansprakelijkheidslimiet in het Verdrag van Parijs van 15 miljoen bijzondere trekkingsrechten³⁹ (€16.769.580,00) naar €700.000.000,00.

Andere belangrijke wijzigingen doorgevoerd met dit protocol zijn:

- o Het Protocol zal een breder scala van schade dekken dan voordien het geval was: naast lichamelijk letsel en materiële schade, voorziet het herziene verdrag eveneens in dekking van bepaalde vormen van economisch verlies, de kosten van de maatregelen om de schade aan het milieu te herstellen, het verlies van inkomsten als gevolg van milieuverontreiniging en de kosten van preventieve maatregelen met inbegrip van verlies of schade veroorzaakt door dergelijke maatregelen.
- o Het Protocol maakt het Verdrag van Parijs ook van toepassing op geleden schade door een nucleair ongeval in een niet-verdrag staat (met inbegrip van de gebieden en maritieme zones) indien (a) het een partij is bij het Verdrag van Wenen en van het Gezamenlijk protocol of (b) het geen nucleaire installaties heeft of (c) de nucleaire aansprakelijkheidswetgeving equivalente wederkerige uitkeringen biedt en gebaseerd is op beginselen die identiek zijn aan die in het Verdrag van Parijs.

³⁸ Op de hierna vermelde internet site vindt men de lijst van lidstaten weer, die zijn toegetreden tot het Gezamenlijk protocol en dit al dan niet geratificeerd hebben in de nationale wetgeving. http://www.iaea.org/Publications/Documents/Conventions/jointprot_status.pdf

³⁹ Bijzondere trekkingsrechten (Special Drawing Rights, SDR) is een concept dat gecreëerd werd door het Internationaal Monetair Fonds (IMF) in 1969 ter aanvulling van de officiële reserves van haar leden. Oorspronkelijk werd de waarde van een SDR geschat op het equivalent van 0,888671 gram goud (Bretton Woods en goudstandaard). De waarde van een dergelijk recht wordt tegenwoordig berekend op basis van een mand van vier internationale munten: de euro, de Japanse yen, de Amerikaanse dollar en de Britse pond. Een SDR kan omgeruild worden tegen valuta (*freely usable currencies*). De waarde die in deze studie weerhouden werd om de omrekening te maken van SDR naar euro is de gemiddelde waarde voor het jaar 2007: 1 SDR= €1,117972.

Voor meer informatie inzake speciale trekkingsrechten zie website van het IMF: <http://www.imf.org/external/np/exr/facts/sdr.htm>

- o Het Protocol zal verjaring en termijnen voor nucleaire schadeclaims verlengen tot 30 jaar (in plaats van 10 jaar) voor schade met betrekking tot het verlies van overlijden en persoonlijk letsel.
- Het Protocol houdende wijziging van het Aanvullend Verdrag van Brussel (12/02/2004) verhoogt in navolging van het Protocol houdende wijziging van het Verdrag van Parijs eveneens de aansprakelijkheidslimieten in artikel 3, als volgt:
- o 1ste schijf tot €700 miljoen ten laste van de nucleaire operator;
 - o 2de schijf van €700 miljoen tot €1,2 miljard ten laste van de nationale overheid;
 - o 3de schijf van €1,2 miljard tot €1,5 miljard ten laste van de internationale pool van verdragsluitende landen.

60. België heeft het Verdrag van Parijs en het Aanvullend Verdrag van Brussel geratificeerd. De aansprakelijkheid van de nucleaire exploitant wordt verder nader bepaald door de Wet van 22 juli 1985 op de burgerlijke aansprakelijkheid op het gebied van kernenergie.

Deze wet specificeert de toepassingsmodaliteiten van het Verdrag van Parijs voor wat de burgerlijke aansprakelijkheid van de Belgische nucleaire exploitant aangaat. Het niveau van de aansprakelijkheid van de exploitant werd gewijzigd door de Wet van 11 juli 2000 om het in principe te brengen op €297.472.300,00 per kernongeval en per site. Niettemin, kan de Koning, bij een in Ministerraad overlegd besluit, het bedrag van de aansprakelijkheid van de exploitant verhogen of verlagen.

61. Volgende tabel geeft een overzicht van de Belgische situatie.

Tabel 9: Situatie in België

	Verdrag van Brussel	België
schijf 1 ten laste van de nucleaire operator	limiet vastgesteld door de staat, min 5 miljoen STR	vastgesteld op €297.472.300,00 door de Belgische Staat
schijf 2 ten laste van de nationale overheid	het verschil van schijf 1 tot 175 miljoen STR	€ 187.855.500,00
schijf 3 ten laste van de internationale pool van verdragsluitende landen	het verschil van schijf 2 tot 300 miljoen STR	€ 322.038.000,00

62. Vooraleer we beginnen met de economische analyse dient nog ingegaan te worden op de nucleaire verzekeringswereld. Grote en uitzonderlijke risico's zoals nucleaire ongevallen worden gedekt door verenigingen van verschillende verzekeraars tot verzekeringspools. Deze pools organiseren de dekking van het nucleaire risico op nationale basis. Dit impliceert dat nationale verzekeringsondernemingen die dat wensen, een deel van het nucleaire risico kunnen dekken. Deze nucleaire verzekeringspools verlenen zowel dekking voor de eigen schade van de exploitant als voor de aansprakelijkheid tegenover derden⁴⁰.

63. Een belangrijk argument voor de Commissie voor het Bank-, Financie- en Assurantiewezen (CBFA) om de vorming van verzekeringspools toe te laten, bestaat in het feit dat op deze wijze ook kleine verzekeringsondernemingen een deel van het risico kunnen dekken. Anderzijds is het zeer de vraag of in het licht van de vele jaren ervaring die de pools intussen hebben opgebouwd, het niet dringend tijd wordt dat concurrentie tussen de pools wordt toegelaten. Niet de verschillende pools op zich vormen een probleem, maar eerder de uitschakeling van concurrentie tussen de verschillende pools; de nationale nucleaire pools verzekeren immers alleen de kerninstallatie op het eigen grondgebied. Het lijkt er sterk op dat een uitschakeling van de concurrentie niet (meer) noodzakelijk is met het oog op het dekken van het nucleaire risico, zeker bijvoorbeeld ten aanzien van de dekking van de eigen schade en ten aanzien van de verzekering van de werknemers van de exploitant. Het feit dat de nucleaire verzekeringsmarkt niet competitief is, heeft uiteraard een effect op de premiehoogte.

64. De dekking van de nucleaire risico's verschaft door SYBAN⁴¹, de nationale verzekeringspool in België, is in medeverzekering onderschreven door SYBAN tot beloop van het totale eigenbehoud. Boven dit eigenbehoud plaatst SYBAN, voor gemeenschappelijke rekening van de leden, het nodige dekkingoverschot in herverzekering bij de buitenlandse pools. Op deze manier wordt een wereldwijd netwerk van risicoverdeling

⁴⁰ In de VS is het systeem anders. De ANI-pool (American Nuclear Insurers), is sinds 1998 de enige nucleaire verzekeringspool in de Verenigde Staten die dekking verleent in het kader van de aansprakelijkheid ten opzichte van derden. De eigen schade van de exploitant wordt door NEIL (Nuclear Electric Insurance Limited), een onderling nucleaire verzekeringsstelsel opgezet door de operatoren, behandeld. In 1999 heeft NEIL een dochteronderneming ONEIL, Overseas Nuclear Electric Insurance Limited, opgericht teneinde haar activiteiten eveneens op internationaal niveau aan te bieden.

⁴¹ SYBAN werd opgericht op 23 juli 1957, het syndicaat van medeverzekeraars voor de verzekering en herverzekering van nucleaire installaties. Er sluiten op deze datum meteen 56 maatschappijen aan en 46 anderen betuigen principieel hun akkoord onder voorbehoud van latere bevestiging. De belangrijkste verzekeringsmaatschappijen op de Belgische markt zijn lid bij SYBAN. Bij een syndicaat treedt een lid van de pool op als *fronting company*. Er bestaan ook verzekeringspools waarbij de pool een eigen rechtspersoonlijkheid heeft.

opgericht met het voordeel dat de zeer talrijk betrokken verzekeringsmaatschappijen uitsluitend op eigenbehoud⁴² in het risico deelnemen.

65. België is eveneens vertegenwoordigd in zowel EMANI⁴³ als ELINI⁴⁴ met de volgende nucleaire ondernemingen:

- EMANI:
 - ~ Belgoprocess NV (verzekerd lid)
 - ~ FBFC International SA (verzekerd lid)
 - ~ SCK-CEN (verzekerd lid)

- ELINI:
 - ~ Belgoprocess NV (verzekerd lid)
 - ~ Electrabel SA (niet verzekerd lid)
 - ~ FBFC International SA (verzekerd lid)
 - ~ SCK-CEN (verzekerd lid)

- *Economische analyse*

66. De verzekeringen voor een nucleaire exploitant kunnen ingedeeld worden in drie categorieën:

- Aansprakelijkheid;
- Schade;
- Ongevallen en gezondheid voor eigen personeel.

⁴² Eigenbehoud wil zeggen dat de deelname van de diverse verzekeringsmaatschappijen niet herverzekerd wordt.

⁴³ Nucleaire operatoren hebben als reactie op de nucleaire verzekeringspools en met als doel de verzekeringspremies te verlagen, de onderlinge verzekeringsassociatie EMANI (European Mutual Association for Nuclear Insurance) opgericht. Deze verzekeringsassociatie biedt dekking aan haar leden voor bepaalde verzekeringsrisico's (materiële schade en niet geplande stilstand van de reactor) gerelateerd aan de nucleaire installaties en andere ondernemingen actief in de nucleaire industrie in verschillende Europese landen. Vermits EMANI een onderlinge verzekeringsassociatie van nucleaire operatoren betreft, biedt het een extra, onafhankelijke capaciteit ten opzichte van de capaciteit die de nationale verzekeringspools aanbieden.

⁴⁴ Eind 2002 is de Belgische onderlinge verzekeringsassociatie ELINI (European Liability Insurance for the Nuclear Industry) opgericht met als doel dekking te bieden aan haar leden voor nucleaire aansprakelijkheidsrisico's. ELINI zal, net zoals EMANI, extra en onafhankelijke verzekeringsdekking bieden aan haar leden. In tegenstelling tot (O)NEIL, dat in hoofdzaak verzekeringsdekking biedt voor eigen schade, is ELINI de eerste wereldwijde onderlinge verzekeringsassociatie van nucleaire operatoren met als doel verzekeringsdekking te bieden in verband met aansprakelijkheid ten opzichte van derden. Op deze manier is ELINI actief op dezelfde markt als de nationale verzekeringspools, maar zij zal in de eerste plaats extra capaciteit bieden. Belangrijk is dat ELINI eveneens dekking biedt voor specifieke nucleaire risico's, zoals verzekering bij een terroristische aanslag,...

67. De *aansprakelijkheidsverzekering* dekt de schade (buiten de site) die de exploitant zou kunnen veroorzaken aan derden ten gevolge van een nucleair ongeval. De juridische bepalingen hieromtrent worden bepaald door de internationale conventies en de Belgische wetgeving⁴⁵. Deze verzekering is door de Belgische exploitant afgesloten bij de nationale verzekeringspool SYBAN.

68. De *schadeverzekering* dekt de schade binnen de site (tengevolge van een ongeval) die de installaties van de exploitant of de persoonlijke eigendommen van personeel of derden zouden kunnen oplopen. Verder dekt deze verzekering ook de "schade" van een niet geplande stilstand van de installatie. De nucleaire exploitant heeft enerzijds een verzekeringspolis afgesloten met betrekking tot *material damage & machinery breakdown*. Deze polis is afgesloten bij ONEIL, de Ierse dochteronderneming van NEIL, het onderling nucleaire verzekeringssysteem opgezet door de operatoren in de Verenigde Staten. Anderzijds is er een verzekeringspolis afgesloten, door de exploitant, met betrekking tot *forced outage & premium recall* bij de verzekeringsmaatschappij MARSH (voorheen Fortis).

69. Tenslotte, dient nog de *verzekering inzake ongevallen en gezondheid voor eigen personeel* vermeld te worden. De nucleaire exploitant heeft hiervoor diverse verzekeringspolissen afgesloten en dit bij verschillende verzekeringsmaatschappijen (Ethias, AG Insurance en Justitita).

70. In volgende paragrafen gaan we dieper in op elk van deze verzekeringen teneinde hun bijdrage aan de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit te bepalen. Anders gesteld, het betreft hier dat deel van het risico dat geïnternaliseerd is. Het niet-verzekerde risico wordt behandeld wanneer we de externe kosten (cfr. II.2.6. Externe kosten) bespreken. Tenslotte, de cijfers hebben betrekking op het jaar 2007 en de toen geldende juridische bepalingen zoals voorzien door het aansprakelijkheidsregime van het NEA (OECD) en de Belgische wetgeving. De impact van de mogelijke ratificatie door België van de protocols die de conventies van Parijs en Brussel zouden wijzigen wordt later besproken.

⁴⁵ De wet van 22 juli 1985 op de burgerlijke aansprakelijkheid op het gebied van de kernenergie, gewijzigd door de wet van 11 juli 2000.

71. Onderstaande tabel⁴⁶ geeft een inzicht in de jaarlijkse verzekeringskostprijs met betrekking tot de sites Doel en Tihange voor wat betreft de aansprakelijkheidsverzekering bij SYBAN van de kernexploitant:

- de uitbating van de installatie zelf;
- het vervoer van nucleaire stoffen en andere nucleaire materialen.

Tabel 10: Aansprakelijkheidsverzekering (€)

	Doel	Tihange	Totaal
<i>Verzekering van de exploitant ivm schadeloosstelling slachtoffers</i>			
Basisbedrag van de jaarpremie	1.780.957,00	1.915.043,00	3.696.000,00
No-claims bonus van 7,5% wordt toegekend, indien in de laatste 3 jaar geen ongeval heeft plaatsgehad (*)	-133.571,78	-143.628,23	-277.200,00
Netto-premie (€)	1.647.385,23	1.771.414,78	3.418.800,00
Voorziene dekkingen			
- verzekering van nucleaire risico's: schadeloosstelling van de slachtoffers per kernongeval per site	297.472.229,73	297.472.229,73	594.944.459,46
- verzekering van niet-nucleaire risico's per ongeval, lichamelijke & materiële schade samen, mits vrijstelling voor materiele schade van € 6.197,34	7.436.805,74	7.436.805,74	14.873.611,48
<i>Verzekering van de exploitant ivm transport van nucleaire stoffen</i>			
Jaarpremie (€)	6.950,00	2.500,00	9.450,00
Voorziene dekkingen			
- verzekering van nucleaire risico's: schade veroorzaakt aan het transportmiddel	2.478.935,25	2.478.935,25	4.957.870,50
Aansprakelijkheidsverzekering van de exploitant van de kerninstallatie bij SYBAN (€)	1.654.335,23	1.773.914,78	3.428.250,00
Kost (€/MWh)	0,07	0,08	0,07

(*) bij een ongeval waar de tussenkomst van de verzekeringsnemer zal nodig zijn of ingeval van opzegging van het contract door de verzekeringsnemer, verbindt deze er zich toe de verzekeraar de 'no claims' bonus met betrekking tot het laatste onderschrijvingsjaar terug te betalen

72. Belangrijk om na te gaan is of SYBAN de verzekering wel kan garanderen. Op basis van een raming (einde 2001) wordt het totaal eigen vermogen van het geheel van de leden van SYBAN op ruim €5 miljard geschat. Het maximaal gedekte bedrag van €297,47 miljoen per site bedraagt bijgevolg slechts 6,40% van dit totaal eigen vermogen, zodat de verleende dekking -zelfs zonder dat er rekening wordt gehouden met de herverzekering- geen probleem stelt⁴⁷.

⁴⁶ Om tot een uitdrukking te komen in €/MWh werd als output 45.852.946 MWh gebruikt (cfr. Tabel 2)

⁴⁷ <http://www.syban.be/Values.aspx>

73. Tabel 11 geeft een overzicht van de jaarlijkse verzekeringskostprijs met betrekking tot de schadeverzekering.

Tabel 11: Schadeverzekering

	DOEL	TIHANGE	TOTAAL
	€	€	€
Materiële schade & Machinebreuk (O'NEIL)			
<i>Blanket (*) excess decontaminatie aansprakelijkheid, ontmantelingsaansprakelijkheid en excess opstalrecht verzekeringspolis</i>			
Basispremie	157.711,00	156.223,00	313.934,00
Voorziene dekking	200.000.000,00		200.000.000,00
Maximum retrospectieve premie aanpassing	1.577.110,00	1.562.230,00	3.139.340,00
<i>Primaire opstal- en decontaminatie verzekering</i>			
Basispremie	1.676.400,00	1.918.000,00	3.594.400,00
voorziene dekking	400.000.000,00	400.000.000,00	800.000.000,00
maximum retrospectieve premie aanpassing	16.764.000,00	19.180.000,00	35.944.000,00
<i>Decontaminatie, ontmanteling en excess opstalverzekering</i>			
Basispremie	1.168.306,00	1.157.285,00	2.325.591,00
voorziene dekking	1.000.000.000,00	1.000.000.000,00	2.000.000.000,00
maximum retrospectieve premie aanpassing	11.683.060,00	11.572.850,00	23.255.910,00
Gedwongen uitval & Premie aanpassing (MARSH/FORTIS)			
<i>Gedwongen uitval</i>			
Basispremie	2.426.000,00		2.426.000,00
voorziene dekkingen			
- gedwongen uitval veroorzaakt door schade gedekt door O'Neil	€3.500.000 per week, gedurende 3 weken, na een wachttijd van 14 weken met een max. van €10.500.000 per locatie per jaar		3.500.000,00
- gedwongen uitval niet veroorzaakt door schade gedekt door O'Neil	€3.500.000 per eenheid en per jaar, na een wachttijd van 4 weken met een max. van €10.500.000 per eenheid per jaar		3.500.000,00
<i>Premie aanpassing</i>			
Basispremie	136.562,50		136.562,50
voorziene dekking	€25.000.000 op jaarbasis		25.000.000,00
Materiële schadeverzekering van de exploitant van de kerninstallatie bij O'NEIL en MARSH/FORTIS	4.283.698,25	4.512.789,25	8.659.925,00
Kost (€/MWh)	0,19	0,19	0,19

(*): blanket verzekering biedt dekking onder één enkele limiet voor:

- 2 of meer items (bijv. gebouw en/of inhoud)
- 2 of meer locaties (bijv. locatie A en/of locatie B)
- combinatie van iets en/of locaties

74. De verschillende verzekeringspolissen bij O'NEIL omvatten dekkingen voor schade aan of vernietiging van verzekerde eigendommen op de betreffende site, veroorzaakt door een ongeval alsook het dekken van kosten in het kader van decontaminatie van eigendom teneinde radioactieve stralingen te verminderen of te elimineren. Het is hierbij primordiaal dat een *ongeval* heeft plaatsgevonden (er is dus geen dekking voorzien in deze polis voor

onderhoud van nucleaire installaties,...). Echter, het moet niet per definitie een nucleair ongeval betreffen. Zo voorzien deze polissen eveneens in de dekking van noodzakelijke kosten die gemaakt worden door de verzekeringsnemer met als doel kwijting te bekomen inzake de wettelijke verplichtingen voor het beschermen van het algemeen welzijn en de publieke veiligheid.

75. De polissen bij MARSH/FORTIS voorzien in dekkingen voor situaties bij niet geplande stilstand van de installaties, alsook 'premium recall'⁴⁸.

76. Tenslotte nemen we in volgende tabel een overzicht op van de jaarlijkse verzekeringskost voor ongevallen en gezondheid. Deze verschillende polissen voorzien in dekkingen van schade ten gevolge van ongevallen waarbij personeelsleden of contractanten schade lijden.

Tabel 12: Ongevallen en gezondheid

Basispremie	Doel	Tihange	Totaal
Arbeidsongevallen (€)	133.031,00	133.909,00	266.940,00
XS Arbeidsongevallen + Ongevallen privé-leven (€)	124.481,00	161.842,00	286.323,00
XS Arbeidsongevallen nucleair (€)	11.373,00	14.337,00	25.710,00
XS Arbeidsongevallen ernstige brandwonden (€)	9.781,00	9.486,00	19.267,00
Hospitalizatie (€)	225.425,00	212.271,00	437.696,00
Ambulante medische kosten (€)	531.116,00	528.748,00	1.059.864,00
Ongevallen & gezondheidverzekering van de exploitant van de kerninstallatie bij ETHIAS, AG INSURANCE en JUSTITIA (€)	1.035.207,00	1.060.593,00	2.095.800,00
Kost (€/MWh)	0,05	0,05	0,05

77. Volgende tabel groepeert de drie verzekeringen die we zonet in detail hebben geanalyseerd. Men stelt vast dat op basis van een gedetailleerde analyse van de polissen de verzekeringskost voor het Belgische nucleaire park in 2007 op €0,31/MWh wordt geraamd.

Tabel 13: Totale verzekeringskost (polis)

	Doel	Tihange	Totaal
Aansprakelijkheidsverzekering (€)	1.654.335,23	1.773.914,78	3.428.250,00
Schadeverzekering (materieel) (€)	4.283.698,25	4.512.789,25	8.659.925,00
Ongevallen & gezondheidsverzekering (€)	1.035.207,00	1.060.593,00	2.095.800,00
Totale verzekeringskost (€)	6.973.240,5	7.347.297,0	14.183.975,0
Verzekeringskost (€/MWh)	0,31	0,32	0,31

⁴⁸ O'Neil kan volgens de afgesloten polissen (tot 10 keer) aan haar leden vragen om jaarlijks een extra premie te betalen in het geval zich een kernongeval voordoet op één van de sites die bij O'NEIL of NEIL verzekerd zijn en haar eigen reserves ontoereikend zouden blijken te zijn.

78. In haar schrijven van 20 mei 2009 neemt Electrabel de volgende tabel op met verzekeringskosten voor de periode 2002-2007.

Tabel 14: Totale verzekeringskost (Electrabel)

Verzekeringen	€	MWh	€/MWh
2002	9.609.321,80	45.499.385,00	0,21
2003	9.894.196,94	45.072.183,00	0,22
2004	11.883.229,72	45.333.691,00	0,26
2005	12.409.821,12	45.377.368,00	0,27
2006	13.914.598,63	44.314.315,00	0,31
2007	12.653.674,59	45.852.946,00	0,28

Voor 2007 wordt een kost van €0,28/MWh weerhouden. Het verschil tussen deze waarde en de waarde die bekomen werd op basis van de polissen is 10%. Een verklaring hiervoor, werd niet gevonden. Bijgevolg weerhouden we als vork voor de verzekeringskost: €0,28/MWh - €0,31/MWh.

79. In de volgende sectie gaan we tenslotte nog dieper in op de mogelijkheid tot het ratificeren van het protocol houdende de wijziging van de verdragen van Parijs en Brussel. In de laatste sectie wordt ingegaan op het compensatiesysteem dat in de USA van kracht is.

- *Ratificatie protocol*

80. In de nabije toekomst zou er een (Europees) voorstel komen om het Protocol houdende wijziging van het Verdrag van Parijs en het Protocol houdende wijziging van het Aanvullend Verdrag van Brussel te ratificeren. Dit zou impliceren dat de dekking voor de nucleaire exploitant opgetrokken wordt naar €700 miljoen.

Een dergelijke uitbreiding van de risicodekking heeft een impact op de verzekeringskost (aanpassing polis) van de nucleaire exploitant. SYBAN bevestigt dat er voldoende capaciteit is om deze verhoging te dragen⁴⁹. Om een adequate inschatting te maken van de nieuwe kostprijs contacteerde de CREG, zonder succes, SYBAN:

“De aanwending van de capaciteit en de premiezetting zal functie zijn van de wijze waarop de internationale verdragen zullen vertaald worden in de nationale wetgeving. Hierover heb ik momenteel geen informatie en het is dus voorbarig om

⁴⁹ Mail van Dhr. M. Folens (General manager bij SYBAN) aan de CREG dd 23/02/2010.

nu reeds informatie te verspreiden over de stijging van de premie en in elk geval zal dit op de eerste plaats onderhandeld worden met de klant.”

81. Bij gebrek aan concrete informatie over de nieuwe prijszetting heeft de CREG bijgevolg de premie voor een dekking van €297.472.300 via een regel van drie, en *ceteris paribus*, herrekend om een idee te krijgen over de toekomstige premie voor een dekking van €700 miljoen. Dit geeft als resultaat⁵⁰ een toename van de verzekeringskost met €0,02/MWh.

- *Benchmark: Price Anderson Act*

82. Het Amerikaanse nucleaire compensatie systeem is gebaseerd op de *Price Anderson Nuclear Industries Indemnity Act* (hierna: *Price Anderson Act*), die voor het eerst werd toegepast in 1957 en ongeveer om de 10 jaar gereviseerd werd. Het doel van de *Price Anderson Act* was het vinden van een evenwicht tussen de belangen van de industrie en de belangen van slachtoffers van kernongevallen. Oorspronkelijk omvatte de *Price Anderson Act* een *two-tier* systeem waarbij een klein gedeelte van de totale aansprakelijkheidsvergoeding gedekt werd door de nucleaire operator (\$60 miljoen) en het grootste gedeelte (\$500 miljoen) gedekt werd door publieke fondsen.

83. In 1975 vond er een belangrijke revisie van de *Price Anderson Act* plaats. Na deze revisie zouden zowel de individuele aansprakelijkheidsvergoeding van de nucleaire operator als het collectieve gedeelte van de aansprakelijkheidsvergoeding gefinancierd worden door alle erkende Amerikaanse nucleaire operatoren (via een systeem van retrospectieve premies) en dus niet langer via publieke fondsen. Het betreft premies, gefinancierd door alle erkende Amerikaanse nucleaire operatoren, die worden opgevraagd als de schade de aansprakelijkheidsvergoeding van de betreffende exploitant (\$60 miljoen) overstijgt. Een transfer van financiële verantwoordelijkheid van de overheid naar de industrie is in de VS dan ook consequent doorgevoerd, met dien verstande dat het totale beschikbare schadevergoedingsbedrag en de aansprakelijkheid van de exploitant beperkt blijven.

84. De *Nuclear Regulatory Commission* (NRC) heeft de bevoegdheid om de premie te bepalen en heeft deze aanvankelijk in 1975 vastgesteld op \$5 miljoen⁵¹. Bij de herzieningen van de *Price Anderson Act* in 2005 werd het totaal bedrag aan aansprakelijkheidsvergoeding

⁵⁰ De impact van het optrekken van het aansprakelijkheidsniveau wordt verondersteld enkel een impact te hebben op de aansprakelijkheidsverzekering en niet op de andere twee componenten (schade, ongevallen -en gezondheidverzekering).

⁵¹ *Compensating nuclear damage: a comparative economic analysis of the US and international liability schemes*, Prof Dr Michael G Faure & Dr Tom Vanden Borre, 2008

opgetrokken tot in totaal \$10,761 miljard⁵², met een maximale jaarlijkse retroactieve premie voor de nucleaire operatoren van \$15 miljoen per reactor. *Claims* boven deze \$10,761 miljard zouden worden gedekt door de federale overheid. De *Price Anderson Act* werd gereviseerd voor een periode van 20 jaar, dus tot in 2025.

85. Onderstaande tabel geeft een schematisch overzicht van de belangrijkste punten van de *Price Anderson Act* met eveneens de belangrijkste revisies.

Tabel 15: *Price Anderson Act*

jaar	Individuele aansprakelijkheid van de nucleaire operator (\$)	bijkomende aansprakelijkheidsvergoeding (\$)		totale aansprakelijkheidsvergoeding (\$)
		publieke fondsen	retrospectieve premies ten laste van de nucleaire sector	
1957	60.000.000	500.000.000	0	560.000.000
1975-1982	160.000.000	0	400.000.000	560.000.000
2005	300.000.000	0	10.461.000.000	10.761.000.000

86. Het totaal bedrag aan aansprakelijkheidsvergoeding is dus veel hoger dan het totale bedrag dat voorzien wordt in de internationale verdragen en bijhorende protocols onder het NEA! Deze aansprakelijkheidsvergoeding wordt eveneens volledig gedragen door de industrie en niet door het overheidsbudget. Hierbij dient wel opgemerkt te worden dat naarmate er in de toekomst minder reactoren operationeel zullen zijn, het totale schadevergoedingsbedrag eveneens zal afnemen.

87. Over 43 jaar van de *Price Anderson Act* tot 2000 hebben de nucleaire verzekeringspools een bedrag aan \$151 miljoen⁵³ betaald (waarvan \$70 miljoen in het kader van het *Three Mile Island* ongeval in 1979⁵⁴), terwijl het Departement van Energie een bedrag van \$65 miljoen heeft uitbetaald⁵⁵. Het *Three Mile Island* ongeval toont aan dat het systeem voorzien in de *Price Anderson Act* werkt, vermits de \$70 miljoen volledig betaald werd vanuit de dekkingen voorzien door de eerstelijns verzekeringspools en geen fondsen opgevraagd werden aan de tweedelijns verzekeringen⁵⁶.

⁵² De samenstelling van dit bedrag is als volgt: (\$95,8 miljard + 5% (extra for legal costs) * 104 (aantal erkende reactoren in 2005)) met een maximum jaarlijkse premie ad \$15 miljoen per reactor.

⁵³ In de 'Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power Study - an interdisciplinary MIT study' wordt gesteld dat \$202 miljoen aan schade is uitbetaald sinds het in voege treden van de *Price Anderson Act*.

⁵⁴ Nuclear Energy Institute, *Price-Anderson Act provides effective nuclear Insurance at no cost to the public*, <http://www.nei.org/keyissues/safetyandsecurity/factsheets/priceandersonact>
Price Anderson Act, Background and principles of nuclear power plant financial assurance, <http://deg.state.wy.us/out/downloads/Price%20Anderson%20Act.pdf>

⁵⁵ Price Anderson Act, Background and principles of nuclear power plant financial assurance, <http://deg.state.wy.us/out/downloads/Price%20Anderson%20Act.pdf>

⁵⁶ <http://www.ans.org/pi/ps/docs/ps54-bi.pdf>

88. Samengevat, het Amerikaanse systeem toont aan dat een systeem zonder overheidstussenkomsten een mogelijk alternatief is. Een voorwaarde hiervoor is dat er voldoende operatoren in het systeem betrokken worden. Met andere woorden, een analogo systeem op Belgisch niveau is niet opportuun, maar op Europees niveau is deze voorwaarde wel voldaan.

II.2.2.3. Andere

89. Tenslotte leverde Electrabel nog twee andere tabellen op die tot de categorie exploitatiekosten behoren. Deze zijn hieronder opgenomen.

Tabel 16: Onderhoudskosten

Onderhoud	€	MWh	€/MWh
2002	240.183.288,12	45.499.385,00	5,28
2003	261.570.314,45	45.072.183,00	5,80
2004	260.011.031,75	45.333.691,00	5,74
2005	266.094.095,07	45.377.368,00	5,86
2006	297.990.619,22	44.314.315,00	6,72
2007	321.775.976,60	45.852.946,00	7,02

Bron: Electrabel

Tabel 17: Administratiekosten

Administratie	€	MWh	€/MWh
2002	118.367.497,49	45.499.385,00	2,60
2003	125.544.389,70	45.072.183,00	2,79
2004	135.026.399,39	45.333.691,00	2,98
2005	101.778.693,01	45.377.368,00	2,24
2006	147.514.467,91	44.314.315,00	3,33
2007	164.052.959,66	45.852.946,00	3,58

Bron: Electrabel

Er werd bij deze tabellen geen enkele bijkomende inlichting gevoegd, zodanig dat het onmogelijk is om te achterhalen wat deze categorieën vertegenwoordigen. Zoals eerder gesteld, stelde Electrabel tijdens een vergadering dat er geen detailniveau wordt aangehouden in de financiële rapportering, enkel op technisch niveau.

90. Als we de vier componenten (personeel, verzekeringen, onderhoud en administratie) zoals door Electrabel opgeleverd, voor 2007 samenvoegen dan komen we uit op een totaal van €14,18/MWh.

Tabel 18: Totaal exploitatiekosten 2007 (Electrabel)

	€	€/MWh
Personeel	151.926.262,28	3,31
Onderhoud	321.775.976,60	7,02
Administratie	164.052.959,66	3,58
Verzekeringen	12.653.674,59	0,28
Totaal	650.408.873,13	14,18

91. Tot zover hebben we enkel de waarde voor de component verzekeringen vergeleken met een andere bron (verzekeringsspolis).

92. In de volgende paragraaf gaan we op basis van het contract tussen Electrabel en SPE inzake de deelnemingsverhouding van laatstgenoemde in Doel 3 en 4, en Tihange 2 en 3 opnieuw de waarde inschatten voor de exploitatiekosten 2007. Hulpbronnen hierbij zijn de facturen tussen beide partijen en een presentatie die door Electrabel aan SPE werd gegeven op 3 december 2007 inzake de zonet vermelde *quote part*.

II.2.2.4. Quote part SPE

93. De documenten *Annexe 6 Convention relative à la gestion de l'indivision des unités nucléaires de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4* en *Annexe 7 Convention relative à la constitution d'une société interne pour l'exploitation des unit nucléaires de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4* (hierna : *Annexe 7*) regelen de basisprincipes wat betreft de deelneming van SPE in de nucleaire eenheden Tihange 2 en 3, Doel 3 en 4. Beide documenten dateren van 26 juni 2003.

94. Voornamelijk *Annexe 7* is in de context van deze studie relevant omdat het in meer detail aangeeft wat er verrekend wordt in de exploitatiekosten. Artikel 5 van *Annexe 7* definieert de exploitatiekosten als volgt:

“Les frais liés à l'exploitation des Unités de production comprennent l'ensemble des charges d'exploitation, c'est-à-dire notamment les dépenses de surveillance, de conduite, d'entretien et de grosses réparations, y compris les révisions décennales et autres, les dépenses de remise en état et de reconstruction après sinistre, les frais techniques et administratifs de fonctionnement des Unités de production ainsi que les diverses charges fiscales et autres charges générales d'exploitation telles qu'elles résultent de la comptabilité d'ELECTRABEL et dont les grandes rubriques sont données à l'Annexe 2. Il comprennent également un montant annuel forfaitaire pour

couvrir les frais d'amortissement des Installations communes d'ELECTRABEL. Les indemnités, penalties, etc....., éventuellement dues à des tiers, font partie des frais d'exploitation. ”

95. Algemeen worden de exploitatiekosten in de afrekening opgesplitst in twee groepen. Enerzijds zijn er kosten die op forfaitaire basis worden afgerekend en anderzijds kosten die niet geforfaitiseerd worden. Echter, beide groepen worden gekenmerkt door het feit dat ze onafhankelijk zijn van het productieniveau. Het zijn met andere woorden vaste kosten, dit in tegenstelling met de brandstofkosten (cfr. II.2.1. Brandstofkost: C_{fuel}) die wel afhankelijk zijn van het productieniveau (variabele kosten). Welke kostcomponenten forfaitair worden verrekend, en welke niet, wordt bepaald in een bijlage van het document *Annexe 7; met name Annexe 3 à l'annexe 7 “Convention relative à la constitution d'une société interne pour l'exploitation des unit nucléaires de Tihange 2 et 3 et de Doel 3 et 4”: forfaitisation partielle des charges d'exploitation* (hierna : *Annexe 3 à l'annexe 7*).

96. In de context van deze studie is de exacte onderverdeling niet van primordiaal belang. Echter, twee elementen dienen vermeld te worden. De elementen die tussen de twee partijen forfaitair afgerekend worden bevatten een onzekerheidsmarge van 10%. Dit staat vermeld in *Annexe A Détermination du forfait de charges d'exploitation van Annexe 3 à l'annexe 7*. Dit wordt gedaan omwille van het feit dat men de fluctuaties waaraan deze kostelementen in de realiteit onderhevig zijn, wil ondervangen. Ten tweede, de nucleaire exploitant (Electrabel) neemt op de exploitatiekosten, zowel de forfaitaire als op de reële, een marge van 16,5%, met uitzondering van de investeringen, belastingen, taksen en verzekeringen. Op deze laatste drie elementen wordt een percentage van 4% toegepast. Investerings worden één op één doorgerekend. Men kan dus stellen dat, naast de verkoop van de geproduceerde energie via de nucleaire centrales, Electrabel een tweede, weliswaar veel kleinere, bron van inkomsten⁵⁷ realiseert. Tenslotte, vermelden we nog dat de forfaits jaarlijks geïndexeerd⁵⁸ worden “sur IPCH : c'est à dire l'indice des prix à la consommation harmonisé de la zone Euro, publié par eurostat”.

97. Bovenstaande bepalingen laten ons toe om volgende tabel correct te interpreteren. De tabel vat de cijfers samen die door Electrabel op 3 december 2007 zijn gepresenteerd in het kader van de *quote part* SPE in Doel 3 en 4, en Tihange 2 en 3. Het betreffen cijfers ‘probable 2007’.

⁵⁷ Op basis van de presentatie betreft het voor 2007 (*probable*) voor het totaal van de vier centrales: €54.409.822,00.

⁵⁸ De lonen (die deel uitmaken van deze forfaits) worden geïndexeerd op basis van de gezondheidsindex.

Tabel 19: Totaal exploitatiekosten (Electrabel-SPE)

	Doel 3	Doel 4	Tihange 2	Tihange 3	Gemiddeld
Netto productie (MWh)	7.926.960,00	8.598.504,00	8.665.200,00	7.783.368,00	8.243.508,00
Exploitatiekost (€)	67.457.381,00	67.457.381,00	64.597.516,00	66.159.164,00	66.417.860,50
<i>Hors forfait</i>	1.000.000,00	1.000.000,00	- 1.859.865,00	- 298.217,00	
<i>Forfait</i>	66.457.381,00	66.457.381,00	66.457.381,00	66.457.381,00	
Andere (€)	23.380.484,00	21.818.772,00	27.902.560,00	31.331.304,00	26.108.280,00
<i>Uitzonderlijk nazicht</i>	4.521.216,00	3.166.106,00	2.400.246,00	2.954.023,00	
<i>Onvoorziene grote werken</i>	4.506.219,00	3.035.108,00	12.008.373,00	13.397.472,00	
<i>Voorziene grote werken</i>	1.898.628,00	2.562.314,00	333.334,00	390.628,00	
<i>Verzekeringen</i>	2.397.244,00	2.397.244,00	2.330.726,00	2.386.231,00	
<i>Taksen</i>	10.057.177,00	10.658.000,00	10.829.881,00	12.202.950,00	
Totaal	90.837.865,00	89.276.153,00	92.500.076,00	97.490.468,00	92.526.140,50
Quote part SPE (4%)	3.633.514,60	3.571.046,12	3.700.003,04	3.899.618,72	14.804.182,48
Quote part SPE productie	317.078,40	343.940,16	346.608,00	311.334,72	1.318.961,28
Exploitatiekost (€/MWh)	11,46	10,38	10,67	12,53	11,26

De gemiddelde waarde over de vier centrales bedraagt €11,26/MWh. Vergeleken met de €14,18/MWh die door Electrabel gerapporteerd werd, is dit 20,6% lager. De waardes opgenomen in de tabel houden geen rekening met de marges van 16,5% en 4% door Electrabel aangerekend aan SPE. In het gedeelte *Forfait* van de exploitatiekost zit wel de 10% onzekerheidsmarge verrekend. Indien we deze 10% elimineren, dan komen we op een gemiddelde waarde van €10,46/MWh.

II.2.2.5. Benchmark

- CCEG

98. Het document C.C.(e) 2002/12 van het CCEG inzake de exploitatiekostprijs buiten brandstoffen van de activiteit Productie en Koppeling-Overbrenging (PKO) geeft een inzicht in de exploitatiekostprijs voor het jaar 2001 voor gans het Belgische productiepark. Het document schat de bedrijfskosten op €16,87/MWh waarvan bezoldigingen €8,14/MWh. Ter vergelijking, de opgeleverde cijfers van Electrabel geven respectievelijk €14,18/MWh en €3,31/MWh. In het concept bedrijfskosten van het CCEG zijn de belangrijkste elementen de gewone kosten (€15,28/MWh) en de revisiewerken (€0,75/MWh). Er dient wel opgemerkt te worden dat het document C.C.(e) 2002/12 van het CCEG een inschatting geeft voor de activiteit Productie-Koppeling-Overbrenging en dus niet enkel voor de activiteit Productie. Verder in deze tekst gaan we dieper in op deze problematiek (cfr. III.2. Vergelijking studie (F)091015-CDC-892).

- NEI

99. Het NEI (*Nuclear Energy Institute*) analyseert de kosten voor de USA, voor een PWR van 1.000 MW. Onder kosten voor *Operations & Maintenance* verstaat dit instituut het volgende:

“This is the annual cost associated with the operation, maintenance, administration, and support of a nuclear power plant. Included are costs related to labor, material & supplies, contractor services, licensing fees, and miscellaneous costs such as employee expenses and regulatory fees.”

100. Dit komt overeen met de elementen die hierboven in rekening werden gebracht. Het NEI weerhoudt voor 2007 een kost voor O&M van 1,36c\$/kWh of 13,6\$/MWh. Omgerekend naar €/MWh, met een wisselkoers van 1\$ = €0,72959, geeft dit €9,92/MWh. Deze waarde sluit dicht aan bij de ondergrens die wij weerhouden hebben voor het Belgische park (€10,46/MWh).

- MIT

101. Het Massachusetts Institute of Technology (MIT) heeft in 2003 een studie gepubliceerd met als titel *‘Future of Nuclear Power’*. Daarin neemt zij op dat, voor het Amerikaanse park, de kost voor O&M varieert tussen \$12/MWh en \$18/MWh⁵⁹. Omgezet, aan de hand van een wisselkoers voor 2003 van 1\$ = €0,88373 geeft dit een range van €10,61/MWh tot €15,91/MWh⁶⁰. Dit sluit heel nauw aan met de range die in deze studie voor de exploitatiekost werd weerhouden: €10,46/MWh - €14,18/MWh.

102. Interessant is verder om een aantal trends in O&M kosten aan te halen. Als we de cijfers van het NEI analyseren over de periode 1997-2007 dan stellen we vast dat deze gedaald is van \$19,7/MWh naar \$13,6/MWh, t.t.z. een daling met 30%. Deze daling werd voornamelijk gerealiseerd tussen 1997 en 2002. Daarna heeft de kost voor O&M zich in de USA gestabiliseerd. De door Electrabel gerapporteerde cijfers geven een omgekeerde trend weer, sinds 2003 is de exploitatiekost gestaag gestegen, met 13% in totaal, van €12,43/MWh naar €14,18/MWh in 2007. Dit is in tegenstelling met wat algemeen aangenomen wordt. Naarmate de levensduur van de kerncentrales toeneemt, en er meer ervaring is inzake besturing en organisatie, wordt verondersteld dat de kost voor O&M afneemt.

⁵⁹ Merk op dat de \$13,6/MWh voor 2007, gerapporteerd door het NEI in deze range valt.

⁶⁰ Ter vergelijking : de gerapporteerde kost door Electrabel voor het jaar 2003 is €12,43/MWh.

- Frankrijk

103. Een andere relevante *benchmark* werd teruggevonden in een Franse studie⁶¹. Er wordt vertrokken van cijfers uit de officiële rekeningen van EDF voor het jaar 2000. De exploitatiekost wordt berekend aan de hand van een vaste term (380 F/kW) vermeerderd met een variabele term (0,5 cF/kWh). In formulevorm:

$$\text{Coût/kWh} = 380 \text{ F/kWe} + 0,5 \text{ centime/kWh}$$

104. De auteurs van de studie stellen verder dat naarmate er vooruitgang wordt geboekt op het vlak van techniek en organisatie de vaste term aan het einde van de levensduur van de kerncentrales kan gereduceerd worden naar 280 F/kWe.

105. Een andere Franse studie⁶² gaat verder op deze bevindingen. Zij stelt dat voor het Franse park, uitgaande van een bezettingsgraad van 70% en de zonet vermelde formule een exploitatiekost van €10,46/MWh in €₂₀₀₃ wordt bekomen. De auteurs stellen verder dat dit een betrouwbaar gegeven is, vermits het gebaseerd is op reële data van een groot aantal reactoren over een lange periode. Zij weerhouden dit cijfer dan ook in hun basisscenario.

106. Als we de €10,46/MWh uitzetten ten opzichte van de waardes voor het Belgische park dan dient er gecorrigeerd te worden voor de bezettingsgraad. Het Franse model gaat namelijk uit van 70% bezetting, het Belgische park haalt +/- 89%. Er dient verder ook rekening te worden gehouden met de tijdswaarde van geld, vermits de Franse cijfers uitgedrukt zijn in €₂₀₀₃ en wij een kost weerhouden in €₂₀₀₇. Niettegenstaande deze verschillen, kan gesteld worden dat de cijfer qua grootteorde bij elkaar aansluiten. Dit was ook het geval bij de cijfers voor USA.

- IEA

107. Recentelijk (2010) werd door het *International Energy Agency* (IEA) en het *Nuclear Energy Agency* (NEA) een studie uitgebracht onder de titel *Projected Costs of Generating Electricity*. Dit rapport behandelt de laatst beschikbare data inzake productiekosten voor een

⁶¹ Charpin, J.M., et al, 2000, Rapport au Premier ministre, étude économique prospective de la filière électrique nucléaire, 274p

⁶² Bonduelle, A., et Lefevre, M., Débat sur l'Energie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Eole ou Pluton ? » 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.

hele waaier aan productietechnologieën (steenkool, gas, nucleair, ...). De *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) wordt berekend voor 200 productie-eenheden, gebaseerd op data uit 21 landen. Verder wordt een grondige sensitiviteitsanalyse toegepast op de diverse parameters (discontovoet, brandstofkost, kost CO₂,...) om de impact van dergelijke variaties te kunnen inschatten.

108. De LCOE wordt uitgedrukt als de netto actuele waarde van de totale levenscycluskost gedeeld door de hoeveelheid energie geproduceerd over de levenscyclus van de centrale:

$$LCOE = P_{\text{Electricity}} = \frac{\sum_t((\text{Investment}_t + O\&M_t + \text{Fuel}_t + \text{Carbon}_t + \text{Decommissioning}_t) \cdot (1+r)^{-t})}{\sum_t(\text{Electricity}_t \cdot (1+r)^{-t})}$$

Het concept wordt voornamelijk gebruikt wanneer men de kosten van verschillende technologieën, met verschillend vermogen, investeringsperiode en werkingsperiode met elkaar wenst te vergelijken. Dit is niet het objectief van deze studie, echter de verschillende kostcomponenten die gebruikt worden laten ons toe om een inschatting te maken van de gemiddelde productiekost.

109. De studie weerhoudt voor België, een inschatting van de kosten voor een reactor van het type EPR (*European Pressurized Reactor*). Dit type reactor is van de generatie III+, de huidige reactoren in België zijn van het type PWR (*Pressurized Water Reactor*), generatie II. De weerhouden EPR heeft een geïnstalleerd vermogen van 1.600MW. De huidige PWR operationeel in België hebben een geïnstalleerd vermogen van +/- 1.000MW. De bezettingsgraad wordt vastgelegd op 85%, in België was dat 89,87% voor 2007. De door het IEA weerhouden wisselkoers is een gemiddelde voor 2008 en werd vastgelegd op 1\$=€0,68.

110. De exploitatiekosten voor België worden ingeschat op \$7,20/MWh, omgezet: €4,90/MWh. Eurelectric⁶³ maakt voor een zelfde type reactor een inschatting van de O&M kosten: \$11,80/MWh, omgerekend €8,02/MWh. Beide waardes liggen beduidend lager dan hetgeen we totnogtoe bekomen hadden. Veel heeft te maken met het feit dat het gaat over een ander type reactor.

⁶³ EURELECTRIC is de sectorvereniging die de gemeenschappelijke interesses van de elektrische industrie op pan-Europees niveau verdedigt. De vereniging is ontstaan uit het samensmelten van UNIPEDE en EURELECTRIC in december 1999.

II.2.3. Afschrijvingskost: C_{dep}

111. Het kwantificeren van de afschrijvingskost van het Belgische nucleaire park is geen eenvoudige opdracht. Net zoals bij de vorige kostcomponenten vertrekken we van de door Electrabel opgeleverde cijfers (schrijven 20 mei 2009). Tabel 20 geeft een overzicht.

Tabel 20: Afschrijvingen

	€	MWh	€/MWh
2002	193.557.648,14	45.499.385,00	4,25
2003	10.037.115,63	45.072.183,00	0,22
2004	12.287.351,65	45.333.691,00	0,27
2005	47.553.194,11	45.377.368,00	1,05
2006	46.902.226,72	44.314.315,00	1,06
2007	50.444.476,09	45.852.946,00	1,10

Bron: Electrabel

112. Uit de tabel kan afgeleid worden dat de afschrijvingskost in de periode 2003-2007 relatief laag is, en gedurende een aantal jaar zelfs verwaarloosbaar klein. Dit is in tegenstelling met de periode ervoor (in het bijzonder voor de jaren 80 en 90). Dit is logisch, in die periode droegen alle nucleaire centrales ten volle bij aan de afschrijvingskost. Alle 7 eenheden bevonden zich dan ergens in de eerste 20 jaar van hun levenscyclus. Na 1995 valt de afschrijvingskost voor de oudste (en kleinste) drie kerncentrales weg. Dit heeft reeds, zij het een beperkte, impact op de afschrijvingskost, deze daalt van 1995 naar 2000 met ongeveer 25%. Deze trend zette zich in het afgelopen decennium verder door naarmate ook de vier meest recente (en grootste) nucleaire eenheden volledig versneld (20 jaar, dus laatste in 2004) zijn afgeschreven.

113. De achterliggende reden die deze hoge afschrijvingsdotaties (uit de jaren 80 en 90) verklaart, is de door het Controlecomité van Elektriciteit en Gas (CCEG) gevoerde afschrijvingspolitiek⁶⁴. Om investeringen in productie-eenheden te promoten werd vanuit het CCEG toegestaan dat deze versneld mochten afgeschreven worden.

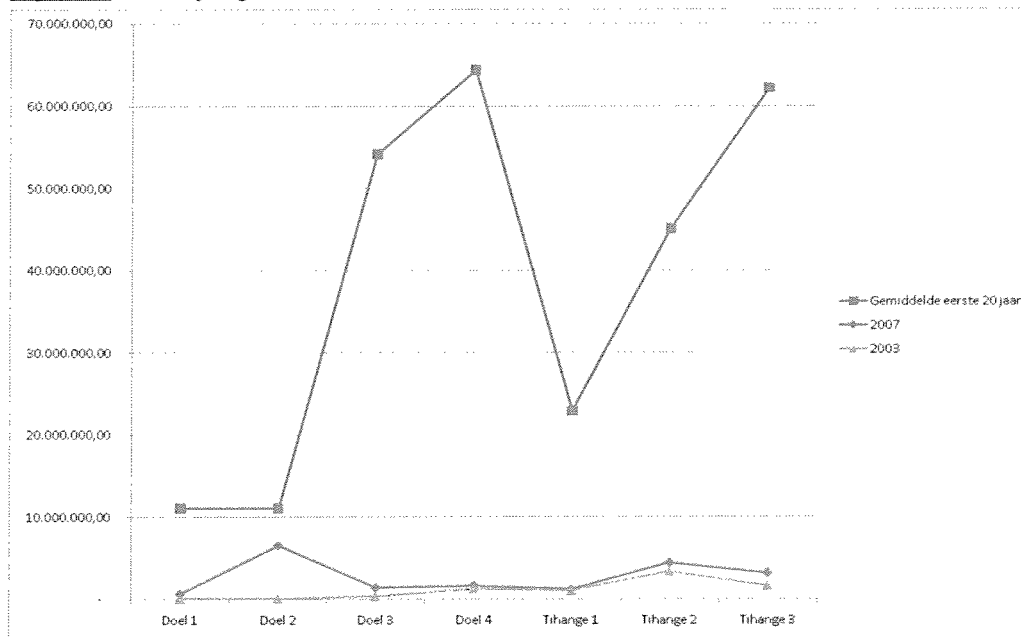
114. Om de (weinig gedetailleerde) gegevens van hierboven te kaderen, en hun adequaatheid ervan na te gaan, hebben wij de afschrijvingstabellen, elektronisch opgeleverd door Electrabel tussen 16 en 24 februari 2009 geanalyseerd. Deze tabellen geven de totale

⁶⁴ Voor meer details inzake afschrijvingen in de nucleaire sector verwijzen we naar studie (F)091203-CDC-892 over 'de nucleaire centrales in België: *stranded benefits* als gevolg van de versnelde afschrijvingen tijdens de captieve periode en *windfall profits* tengevolge van de eventuele verlenging van hun levensduur'

aanschafwaarde op het einde van het boekjaar, de jaarlijkse afschrijvingsdotatie en het totale afschrijvingsfonds weer per nucleaire centrale.

115. In de volgende figuur hebben we de afschrijvingsdotaties voor de jaren 2003 en 2007 uitgezet, ten opzichte van de gemiddelde afschrijvingsdotatie gedurende de eerste 20 jaar na ingebruikname.

Figuur 5: Afschrijvingsdotaties nucleaire eenheden



Bron: Electrabel

De cijfers bevestigen onze veronderstelling. De afschrijvingsdotaties zijn van een andere grootteorde in vergelijking met het niveau van de afschrijvingsdotaties van 10 tot 15 jaar geleden. Niettegenstaande stellen we bijvoorbeeld vast dat bij Doel 2, de afschrijvingsdotatie in het jaar 2007 een flinke stijging kent t.o.v. 2003. Dit is het gevolg van de vervanging van de stoomgenerator in 2004 (investering van +/- €72 miljoen). Deze investering wordt opgenomen in het actief en afgeschreven over het aantal jaar dat nog rest tot aan het einde van de voorziene levensduur bij wet. In het geval van de centrale Doel 2 was dat op het ogenblik van de investering 2014, met andere woorden op 10 jaar.

116. Concreet, voor 2007 noteren de opgeleverde afschrijvingstabellen van Electrabel nog een totaal van €19.175.830,91 aan afschrijvingsdotaties voor het totale nucleaire park. Indien we dat uitzetten ten opzichte van de totale nucleaire productie van 2007, zijnde 45.852.946MWh bekomen we een bijdrage aan de kostprijs nucleair van €0,42/MWh voor afschrijvingen.

117. Dit is opmerkelijk lager dan het cijfer dat door Electrabel werd opgeleverd bij haar schrijven van 20 mei 2009. Bijgevolg, weerhouden we voor de afschrijvingskost voor 2007 een *range* van €0,42/MWh - €1,10/MWh.

118. Er dient opgemerkt te worden, dat in de toekomst de afschrijvingskost een stijging zal ondergaan. Enerzijds heeft de Minister drie productievergunningen toegekend, voor een totaal van 122MW: Doel 4 (40 MW; 17/8/2007), Tihange 3 (40 MW; 13/11/2007) en Doel 1 (42 MW; 18/02/2008). De waarde voor deze investeringen⁶⁵ wordt door de nucleaire exploitant geschat op een totaal van €170,3 miljoen en wordt toegevoegd aan de afschrijfbaar basis:

- Doel 4: €50 miljoen (LD-rotor & stator)
- Tihange 3: €50 miljoen (LD-rotor & stator)
- Doel 1: €70,3 miljoen (stoomgenerator)

119. Anderzijds, op 22 oktober 2009 heeft de Belgische regering een totaalakkoord getekend met de Franse groep GDF Suez met als onderwerp de verlenging van de levensduur met 10 jaar van de centrales Doel 1, Doel 2 en Tihange 1. Op die manier dient de bevoorradingszekerheid van België voor de nabije toekomst gegarandeerd te worden. Om deze centrales 10 jaar langer open te houden dient de nucleaire exploitant de nodige investeringen te doen. De kostprijs voor deze verlenging wordt door Electrabel geschat op een totaal van €800 miljoen. EDF stelt dat voor een verlenging van 10 jaar voor een reactor van het type PWR, met een geïnstalleerd vermogen van 900MW een investering van €400 miljoen vereist is. Dit is in overeenstemming met het cijfer van Electrabel vermits het geïnstalleerde vermogen van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 samen 1827MW bedraagt (inclusief vermogensverhoging in 2010 voor Doel 1). Deze investeringen zullen ook toegevoegd worden aan de afschrijfbaar basis, en bijgevolg de afschrijvingskost (voor de volgende jaren) verhogen. Voor de exacte impact op de afschrijvingskost dienen de modaliteiten van het akkoord tussen de federale regering en GDF Suez afgewacht te worden.

⁶⁵ De investeringen zouden alle drie volledig gedragen worden door eigen vermogen. Zie hieromtrent voorstellen CREG: Voorstel (E)070628-CDC-695 van 28 juni 2007 betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de aanpassing van de installatie voor de productie van elektriciteit Doel 4, Proposition (E)070830-CDC-708 du 30 août 2007 relative à l'octroi d'une autorisation de puissance de l'unité 3 de la centrale nucléaire de Tihange en het Voorstel (E)071004-CDC-720 van 4 oktober 2007 betreffende de toekenning van een individuele vergunning voor de aanpassing van de installatie voor de productie van elektriciteit Doel 1.

II.2.4. Provisies: C_{prov}

II.2.4.1. Situatieschets

120. Het in gebruik nemen van een nucleaire installatie impliceert dat er provisieën dienen aangelegd te worden om de toekomstige kosten verbonden aan deze activiteit te dekken. Hier wordt ingegaan op twee types provisieën: enerzijds provisieën voor ontmanteling, anderzijds provisieën voor afvalverwerking en -berging.

- Provisieën voor ontmanteling

121. De provisieën voor de ontmanteling worden sinds 1 juli 1985 aangelegd in het zogenaamde Ontmantelingsfonds en volgens de modaliteiten bepaald in de nota P (e) 1171.0 van het CCEG. De principes aan de basis van deze voorzieningen maken het voorwerp uit van een overeenkomst gesloten op 9 oktober 1985 tussen de Belgische Staat en de elektriciteitsproducenten. Initieel werd beslist om de methodologie en de toereikendheid van de provisieën om de vijf jaar te herzien (1990, 1995, enz).

122. In het document CC (e) 97 van 22 december 1995 wordt een evaluatie gemaakt van de "voorzieningen voor ontmanteling en ontsmetting van de vestigingsplaats van de kerncentrales". De belangrijkste principes zijn de volgende:

- de provisieën moeten de voorziene lasten van ontmanteling en ontsmetting van de vestigingsplaatsen dekken;
- de provisieën zullen volstort zijn 30 jaar na de industriële indienststelling van de betrokken eenheid;
- de aanleg van de provisieën wordt gespreid in de tijd volgens een kapitalisatieprincipe [...].

123. De uitvoeringsmodaliteiten van de conventie bepalen dat de ontmantelingskosten in constante franken op 12% van de oorspronkelijke investering worden geraamd (tussentijdse interesten niet inbegrepen). De opbouw van het fonds dient te gebeuren door gedurende de eerste 20 jaar van de betrokken periode annuïteiten toe te voegen aan de provisie evenals de interesten op het gecumuleerde bedrag. Tijdens de laatste 10 jaar dienen enkel nog de

interessen aan het gecumuleerde bedrag te worden toegevoegd (dus geen extra stortingen meer onder de vorm van nieuw kapitaal). Belangrijk in deze is dat voor de berekening van de kapitalisatie-interessen vanaf 1990 een discontovoet van 8,6% werd gebruikt, geïndexeerd met de gemiddelde waarden van de parameters s en M_x . De keuze van deze voet⁶⁶ is niet bepalend voor het te bereiken bedrag maar wel voor de opbouw ervan in de tijd.

124. Verder werd beslist om voor de eenheden Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 de toevoeging per volledige annuïteiten verder te zetten tot aan de evaluatie in 2000 (waar voorzien was om enkel nog interesten toe te voegen voor deze eenheden).

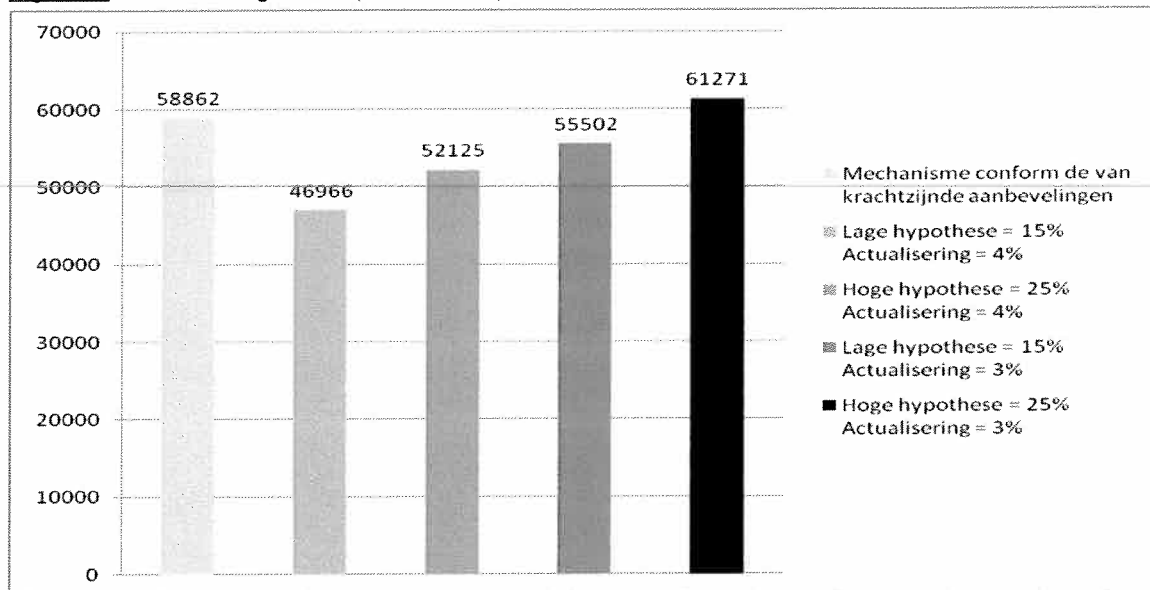
125. Om een raming te maken van de ontmantelingskosten werd uitgegaan van een model ontworpen door het Duitse studiebureau NIS Ingenieurgesellschaft mbH. Dit model is best aangepast aan de Belgische situatie (in vergelijking met andere modellen; Frankrijk en Canada).

126. Het document CC (e) 2001/56 van 26 januari 2001 maakt een nieuwe evaluatie van de voorzieningen voor het jaar 2000. Hierin wordt het Duitse model meer in detail besproken en worden alle hypothesen⁶⁷ met betrekking tot de ontmanteling uiteengezet. Het geeft ook een inzicht in de toereikendheid en het niveau van het Ontmantelingsfonds. Bijgaande figuur verduidelijkt.

⁶⁶ CC (e) 97/8 Voorzieningen voor ontmanteling: berekeningsmechanisme. Naarmate de interestvoet lager is, dienen de bijdragen aan het begin van de periode hoger te zijn in vergelijking met een hogere interestvoet. Indien dit niet zo zou zijn zou het vooropgestelde bedrag nooit bereikt worden.

⁶⁷ 1. De definitieve stilstand van de productie gebeurt 40 jaar na de industriële indienststelling van de eenheid; 2. De ontmanteling is gespreid over een periode van ongeveer 13 jaar; 3. Een betere precisering in de berekening van de kosten doet de onzekerheidsmarge tot 20% van de eigenlijke ontmantelingskost dalen door een lage hypothese (15%) en een hoge hypothese (25%) te beschouwen. Deze marge laat toe de onzekerheden en de kosten van de post-operationele periode te dekken; 4. De uitgaven worden geactualiseerd naar het vergelijkingstijdstip met een actualisatievoet van 3% tot 4%, uitgedrukt in constante franken. Dergelijke waarden worden algemeen aanvaard voor uitgavenpatronen, gespreid over lange perioden.

Figuur 6: Ontmantelingsfonds (MBEF 1999)



Bron: CCEG

127. Uit deze figuur blijkt dat het niveau van de voorzieningen in 1999 als voldoende mag beschouwd worden. Het beschikbare bedrag voor het totale nucleaire park bedraagt, op basis van het toen geldende mechanisme, 58,862 miljard BEF. Dit sluit heel dicht aan bij de hoge hypothese, en actualisering aan 3% die uitkomt op 61,271 miljard BEF (ter vergelijking cfr. Bijlage 5). Het CCEG besluit haar evaluatie dan ook met de stelling het huidige toevoegingsmechanisme te behouden tot de volgende evaluatie in 2005.

- Provisies voor beheer van bestraalde splijtstoffen

128. De voorzieningen voor het beheer van bestraalde splijtstoffen worden jaarlijks vermeerderd naar evenredigheid van de in het betrokken jaar voortgebrachte hoeveelheid bestraalde splijtstoffen. Anderzijds wordt er jaarlijks ook een deel afgenomen, evenredig met de hoeveelheid bestraalde brandstof die overgedragen wordt aan het NIRAS.

- Synatom en het beheer van de provisijs

129. Een belangrijke wijziging in het wetgevend kader vormt 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. Dit is een gevolg van het regeerakkoord van 7 juli 1999 dat onder andere voorzag in het installeren van een toezichtstelsel op de provisijs.

130. De Wet van 11 april 2003 installeert een Opvolgingscomité voor de mechanismen verbonden met de voorzieningen voor de ontmanteling en voor het beheer van de bestraalde splijtstoffen. Belangrijker is echter dat alle provisies, vanaf dat deze wet van kracht is, beheerd zullen worden door de kernprovisievennootschap, zijnde de naamloze vennootschap Belgische Maatschappij voor Kernbrandstoffen Synatom (Art.11). Artikel 11, §1, tweede paragraaf stelt bijgevolg:

“De kernexploitanten zijn gehouden tot de betaling aan de kernprovisievennootschap van de bedragen die overeenstemmen met de toelagen voor de voorzieningen voor de ontmanteling en voor het beheer van bestraalde splijtstoffen.”

131. Een belangrijke wijziging die de Wet van 11 april 2003 met zich meebrengt is terug te vinden in Art. 11, §3, eerste paragraaf. Daarin wordt gesteld dat het fonds met betrekking tot provisies voor ontmanteling, het volledig geactualiseerde bedrag van de kosten van ontmanteling zal dekken op het moment dat elke nucleaire eenheid veertig jaar in gebruik is genomen. Dit betekent een verlenging van 10 jaar, ten opzichte van de laatste evaluatie in 2000 door het CCEG. Dit is gunstig voor de nucleaire exploitanten die hun bijdrage nu over een langere periode kunnen spreiden.

132. De fondsen mogen voor maximum 75 procent van het totale bedrag aan de kernexploitanten uitgeleend worden (tot aan 14 juli 2005 was dit 100%). De andere 25 procent dient in activa buiten de kernexploitant belegd te worden.

133. Met betrekking tot de methodologie voor het inschatten van de provisies heeft Synatom in 2004 en 2007, zoals in artikel 7, §1 van de Wet van 11 april 2003 voorzien, een herziening doorgevoerd. Het Opvolgingscomité (sinds 2007 onder de naam Commissie voor nucleaire voorzieningen) heeft telkens de herzieningen, mits naleving van een aantal aanbevelingen, de nieuwe methodologie aanvaard.

II.2.4.2. Bepaling C_{prov} voor 2007

134. De situatie aan het eind van 2007 met betrekking tot de voorzieningen is weergegeven in volgende tabel.

Tabel 21: Overzicht provisie (miljoen euro)

	31/12/2003	31/01/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007
Voorzieningen ontmanteling	990	1.379	1.448	1.521	1.742
Voorzieningen bestraalde splijtstoffen	2.606	2.655	2.855	3.012	3.163
Totaal	3.596	4.034	4.303	4.533	4.905

Bron: jaarverslagen Commissie Nucleaire Voorzieningen

135. We stellen vast dat eind 2007 het totaal van de voorzieningen wordt ingeschat op €4,905 miljard. Interessante vaststelling is de verhouding tussen de twee groepen van voorzieningen: 35% voor ontmanteling, 65% voor het beheer van de bestraalde splijtstoffen.

136. Deze cijfers zijn in overeenstemming met de door Electrabel opgeleverde data van 20 mei 2009.

137. Echter, de vraag die hier gesteld dient te worden is of het verschil tussen het totaal van de voorzieningen in 2006 en 2007 (+/-€372 miljoen) een kost is voor de nucleaire exploitant en dusdanig bijdraagt tot de kostprijs van de geproduceerde elektriciteit. Om dit te achterhalen heeft de CREG een analyse gemaakt van de jaarrekeningen van Synatom, het document van Synatom getiteld "Herziening van de voorzieningen aangelegd voor de ontmanteling van de kerncentrales en voor het beheer van splijtstoffen bestraald in deze centrales" van 15 januari 2007, en de opgeleverde cijfers van Electrabel.

138. De jaarrekening 2007 van Synatom vermeldt in haar bijlage dat er in 2007 effectief voor €471.395.754,00 is toegevoegd aan de provisie. Verder is van deze voorzieningen €99.020.806,00 teruggenomen (+/- €71 miljoen) of gebruikt (+/- €28 miljoen). De netto-toename van de totale provisie is met andere woorden €372.374.948,00; Dit kan ook afgeleid worden uit bovenstaande tabel. Het verschil tussen de totale voorzieningen eind 2007 en eind 2006 is 372 miljoen euro (4.905 - 4.533 = 372).

139. De toevoeging kan per categorie opgesplitst worden in twee delen: een deel afkomstig van interesten enerzijds, en een deel kapitaalstorting.

140. Zoals eerder gesteld, is in het geval van de ontmantelingsprovisies normaal geen kapitaalstorting voorzien en neemt de provisie enkel toe door de generatie van interesten. Het deel interesten wordt door Synatom bepaald op €82,9 miljoen. Electrabel stelt echter dat zij een dotatie in het ontmantelingsfonds heeft gedaan van €220.945.343,62. Dit betekent een verschil van +/- €138 miljoen. Dit is het gevolg van de herziening van de methodologie

waarbij vastgesteld werd dat de aangelegde provisies voor ontmanteling tot op dat moment te laag waren en waar een inhaalbeweging diende voorzien te worden.

141. Aangezien deze inhaalbeweging eigenlijk een rechtzetting is van de periode 2005-2007 (laatste herziening methode in het jaar 2004) weerhouden wij dus één derde van het bedrag (+/-€ 138 miljoen) als effectieve kost voor provisies voor ontmanteling: €46 miljoen. De interesten die gegenereerd worden door het uitstaande kapitaal dragen bij aan de provisies maar vormen geen kost voor de nucleaire exploitant.

142. Betreffende de provisies voor het beheer van de bestraalde splijtstof kan dezelfde redenering aangehouden worden. Echter, telkens wanneer de nucleaire exploitant de huurprijs betaalt aan Synatom wordt een stuk kapitaal toegevoegd aan het fonds (dotaties). Het tweede element van de toevoegingen is een interestcomponent.

143. De CREG weerhoudt opnieuw enkel de kapitaalcomponent, zijnde €102,3 miljoen. Hier dienen we wel terugnames in mindering te brengen ter waarde van +/- €71 miljoen. Dit verdelen we over drie jaar wat een vermindering van €23,6 miljoen in 2007 betekent. Dit brengt het totaal voor de provisies voor de bestraalde splijtstof op €78,7 miljoen.

144. Echter, we mogen deze kost van de provisies voor bestraalde splijtstof niet in rekening brengen, vermits deze ook al in de kost van de brandstof verrekend zit. Dit zou een dubbeltelling betekenen indien we dit wel doen. We brengen bijgevolg enkel de terugname van €23,6 miljoen in mindering. Men zou dit kunnen zien als een creditnota met betrekking tot de brandstofkosten.

145. Alles samen geeft dit een netto toevoeging aan de provisies (ontmanteling + bestraalde splijtstof) voor 2007 van €22,4 miljoen (€46 miljoen (ontmanteling) - €23,6 miljoen (bestraalde splijtstof)). Om tot de bijdrage aan de productiekost te komen delen we dit bedrag tenslotte door de totale productie voor 2007 (cfr. Tabel 2; voor 2007 45.852.946 MWh) en bekomen we een kost voor provisies van €0,49/MWh.

II.2.5. Overzicht gemiddelde productiekost

146. De gemiddelde productiekost die de CREG weerhoudt, is de som van de kostcomponenten die hierboven aan bod zijn gekomen:

$$C_{\text{prod}} = C_{\text{fuel}} + C_{\text{exploit}} + C_{\text{dep}} + C_{\text{prov}}$$

147. Om alles samen te vatten hebben we in volgende tabel twee scenario's weerhouden. Het ene scenario weerhoudt de laagste waardes hierboven bekomen, en het tweede scenario weerhoudt de hoogste waardes.

Tabel 22: Gemiddelde productiekost (€/MWh)

	CREG		CCEG	NEI
	2007		2001*	2007**
	Laag	Hoog		
Brandstof	5,60		6,82	3,65
Exploitatie	10,46	14,18	16,87	9,92
Afschrijving	0,42	1,10	7,21	n.a.
Provisie	0,49		1,22	n.a.
Totaal	16,97	21,37	32,12	13,57

* De brandstofkost is een waarde uit 2002 (Bron CGEE 4168)

** Omgerekend aan €/\\$ = 0,72959

De gemiddelde productiekost voor de nucleaire exploitant in België zit met andere woorden vervat tussen €16,97/MWh en €21,37/MWh. Het grote verschil met de cijfers van het CCEG zit in de post afschrijvingen. Dit is een gevolg van de afschrijvingspolitiek die behandeld werd onder II.2.3. Afschrijvingskost: C_{dep} .

148. In deze waardes is nog geen rekening gehouden met de externe kosten. Hierop gaan we in, in de volgende paragraaf.

II.2.6. Externe kosten

II.2.6.1. Inleiding

149. Externe effecten zijn neveneffecten van een sociale of economische activiteit waarvan de kosten en baten niet bij de initiërende groep van de activiteit terechtkomen. De kosten worden bijgevolg niet in de productie kostprijs verwerkt, maar door andere partijen, zoals de nationale overheid, de bevolking,... gedragen en zijn dus extern⁶⁸. Met elk productieproces of activiteit gaan externe effecten gepaard, waarvan de kosten en baten niet bij het bedrijf terechtkomen. Externe effecten van elektriciteitsopwekking in een nucleaire centrale zijn onder meer gezondheidseffecten van radioactieve straling, ongevallen in de

⁶⁸ Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten?, M. N. Sevenster, F. de Jong, M. D. Davidson, H. J. Croezen, Delft, december 2008.
ExternE, Study: External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, 2003; <http://www.externe.info/>
Nuclear Electricity Generation: What are the external costs?, OECD - NEA, 2003.

centrale, sociale misverstanden die vaak optreden in de landen waar grondstoffen gewonnen worden, klimaatverandering en verzuring als gevolg van allerlei emissies,... De meeste van de kosten die met deze effecten samenhangen worden niet in de uiteindelijke elektriciteitsprijs verrekend en zijn dus niet geïnternaliseerd.

150. Uit de literatuur blijkt dat het niet eenvoudig is om externe kosten (verbonden aan elektriciteitsproductie) eenduidig en volledig vast te stellen onder meer omwille van de volgende factoren:

- onduidelijkheid inzake de exacte effecten van een emissie;
- onduidelijkheid inzake de financiële waardering van deze effecten;
- discussie betreffende het externe karakter van een effect;
- ...

151. Er zijn diverse manieren om externe kosten te kwantificeren⁶⁹. Er zijn externe effecten die aan de hand van vigerende marktprijzen kunnen gekwantificeerd worden (vb.: CO₂-emissierechten) Externe effecten, waaraan niet eenduidig een marktprijs kan gekoppeld worden, kunnen opgedeeld worden in twee hoofdgroepen: bepaling van de externe kost aan de hand van schade- of preventiekosten.

Bij het bepalen van de schadekosten worden alle effecten van een emissie helemaal doorgerekend tot de verschillende schades die kunnen optreden (aan gezondheid, natuur, landbouwgewassen, ...). Hiervan wordt vervolgens bepaald wat de kosten zijn. Enerzijds zijn er directe economische schadekosten, zoals een ziekenhuisopname, anderzijds zijn er eveneens indirecte economische schadekosten, die bepaald kunnen worden door de *willingness to pay (WTP)* methode -hoeveel heeft een persoon ervoor over om bijvoorbeeld geen ongeluk te krijgen- of de *willingness to accept (WTA)* methode -hoeveel vergoeding zou een persoon willen ontvangen om bijvoorbeeld toch in de omgeving van een vliegveld te gaan wonen.

⁶⁹ Voorbeelden hiervan:

- hogere luchthavenbelasting voor luidruchtiger vliegtuigen;
- hogere havengelden voor meer vervuilende schepen;
- subsidies voor het afnemen van duurzame energie (deels als 'verkapte' compensatie voor niet doorberekende externe kosten in andere energieketens);

Bij het bepalen van de preventiekosten wordt gekeken naar de huidige beleidsdoelstellingen of mogelijks wetenschappelijke doelstellingen voor reductie van een emissie en hoeveel het zou kosten om deze doelstellingen te halen. De maatschappij kiest ervoor om die prijs voor reductie te betalen. De prijs is bijgevolg een maat voor de externe kosten en in zekere zin een WTP op maatschappij niveau.

152. Een belangrijk punt bij de bepaling van externe kosten is de waardering van een stroom aan kosten doorheen de tijd. De klassieke methodologie in kosten-batenanalyse om een stroom aan kosten doorheen de tijd te waarderen, is het gebruik van de verdisconteringstechniek. De bepaling van de te gebruiken waarde voor de discontovoet, waarmee kosten die zich uitstrekken over een heel lange periode verrekend worden naar het heden⁷⁰, is hierbij van uitzonderlijk belang. De discontovoet heeft een sterke invloed op de waardering van schades in de toekomst. Toekomstige kosten en opbrengsten krijgen hierdoor minder gewicht dan huidige kosten en opbrengsten. Deze verdisconteringstechniek heeft als resultaat dat belangrijke kosten gelegen in de verre toekomst nauwelijks een waarde vertegenwoordigen in de beslissingen van het heden bij het gebruik van een discontovoet met een waarde hoger dan 0%. Men kan dus stellen dat een discontovoet van 0% een bovengrens stelt aan de externe kosten.

153. Het bergen van kernafval voor een periode van tienduizenden jaren of de toekomstige klimaatverandering als gevolg van de uitstoot van broeikasgassen zijn voorbeelden van zulke extreem lange termijn-effecten. De problemen met verdisconteren zijn dus niet uniek voor kernenergie maar doen zich eveneens voor bij andere productietechnologieën⁷¹. Tevens dient de aandacht er op gevestigd te worden dat de Belgische elektriciteitsproducenten momenteel bijdragen aan een fonds voor de financiering van de ontmanteling van de nucleaire centrales en van de opslag van kernafval. Deze bijdragen betreffen evenwel geïnternaliseerde kosten (cfr. II.2.4. Provisies); enkel de extra kosten die bij een ontoereikendheid van dit fonds zouden moeten worden betaald om de berging van radioactief afval te financieren, kunnen als externe kosten beschouwd worden.

⁷⁰ Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans en G. Pepermans, november 2003

⁷¹ Kernenergie veroorzaakt lange termijn problemen omdat het hoogradioactief afval tienduizenden jaren nodig heeft voordat het stralingsniveau terugvalt op een aanvaardbaar niveau. Bij de uitstoot van broeikasgassen leidt de toekomstige klimaatverandering tot milieuschade voor de toekomstige generaties in de volgende eeuwen.

154. Het tijds kader waarin de externe effecten zich kunnen voordoen, alsook de geografische afstand waarover de spreiding van de effecten uitwerking vindt, spelen eveneens een belangrijke rol in de bepaling van de externe kostprijs. Omwille van de lange levens tijd van sommige radioactieve deeltjes, kan een kleine dosis op lange afstand nog steeds impact uitoefenen in de verre toekomst. Naarmate de tijdsperiode langer wordt, stijgt eveneens de onzekerheid van de modellen. Om deze laatste reden wordt een limiet van 100.000 jaar in deze studie gehanteerd.

155. We volgen in deze studie de ExternE methodologie, omdat dit in de Europese Unie de meest geaccepteerde en gerenommeerde methode blijkt te zijn voor de beoordeling van de externe kosten, maar ook deze methode is uiteraard niet allesomvattend.

156. ExternE - *Externalities of Energy* is een onderzoeksproject van de Europese Commissie over de waardering van de externe effecten van elektriciteitsproductie. Het ExternE project is sinds 1991 met meer dan 50 onderzoeksteams in meer dan 20 verschillende landen een referentie geworden in deze problematiek (inzake methodologie en resultaten). Voor de inschatting en de kwantificering van de externe kosten van het Belgische nucleaire park baseren wij ons in deze studie hoofdzakelijk op de gegevens (uit 1995) die in diverse rapporten van ExternE⁷² worden weergegeven, aangevuld met resultaten uit andere onderzoeksprojecten.

157. Alvorens de externe kosten van het (ongedekte) risico op een ernstig ongeval in een nucleaire centrale te bespreken, wordt er eerst aandacht besteed aan de waardering van de verwerking van het nucleaire afval ten gevolge van de splijtstofcyclus.

⁷² De verschillende rapporten van ExternE, die in deze studie als basis gehanteerd werden:
ExternE, *Externalities of Energy* - Volume 5 - Nuclear, European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>
ExternE, *Externalities of Energy* - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>
ExternE, *Study: External Costs* - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, European Commission, 2003; <http://www.externe.info/>
ExternE, *Externalities of energy* - methodology 2005 update, European Commission, 2005; <http://www.externe.info/>

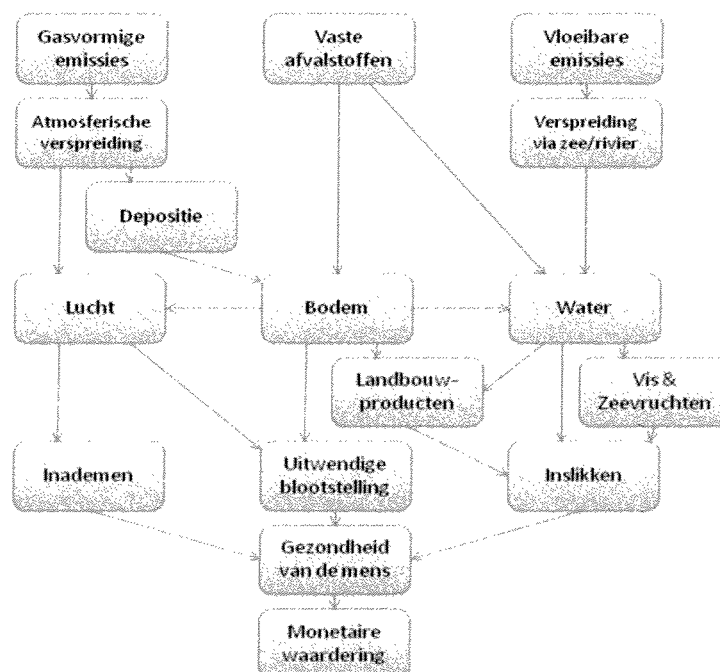
II.2.6.2. Externe kosten tengevolge van de splijtstofcyclus

158. De methodologie van ExternE bestaat uit volgende stappen:

- *Life Cycle Analysis (LCA)*
 - beschrijving van alle stappen of activiteiten in de brandstofproductiecyclus;
 - informatie over de materiaal- en energie stromen en lasten op het milieu vanuit iedere activiteit;
- *Impact Pathway Analysis (IPA)*
 - inschatting van de impact op de gezondheid van mens en milieu ten gevolge van de in de vorige stap geïdentificeerde lasten;
 - waardering van de kosten van de geïdentificeerde impact.

159. Er wordt in eerste instantie gekeken naar de afgelegde route van de emissies uit de diverse activiteiten van de splijtstofcyclus. Vervolgens wordt de mogelijke impact op de mensen en het milieu ingeschat. In volgende figuur wordt de methodologie schematisch uiteengezet.

Figuur 7: Impact Pathway Analysis



Bron: NEA

160. Emissies worden onderverdeeld in 3 categorieën: lozing in de atmosfeer, lozing in rivieren en zeeën, afvalberging in de grond. Hieronder worden deze categorieën verduidelijkt:

- Lozing in de atmosfeer
 - Inademen van vervuilde lucht
 - Blootstelling ten gevolge van radioactieve wolken in de lucht
 - Blootstelling door gronddepositie⁷³
 - Consumptie van besmette voedingsproducten door gronddepositie

- Lozing in rivieren en zeeën
 - Gebruik van water uit rivieren en zeeën voor drinkwater of irrigatie
 - Consumptie van rivier- of zeevissen

- Afvalberging in de grond
 - Afvalberging net onder het grondoppervlak
 - Afvalberging diep onder de geologische platen

161. Er wordt gekeken naar de verspreiding⁷⁴ en de blootstelling⁷⁵, om vervolgens een dosis-effect relatie op te stellen en tenslotte over te gaan naar de financiële waardering van het effect. Het belangrijkste effect van de nucleaire brandstofproductiecyclus kan steeds teruggevonden worden op:

- het menselijk gezondheidsniveau;
- het niveau van landbouwgewassen & bouwmaterialen;
- het gebied van maatschappelijke belangen;

De eventuele andere effecten op het milieu dragen niet materieel bij tot de globale impact. De impact op het menselijk gezondheidsniveau wordt onderverdeeld in enerzijds niet-radiologische gezondheidseffecten (bijvoorbeeld: doden en gekwetsten naar aanleiding van

⁷³ Depositie betekent neerslag of afzetting van luchtverontreinigende stoffen op bodem, water, planten dieren of gebouwen.

⁷⁴ Weersomstandigheden zijn hierbij een belangrijke factor, want windrichting, UV-straling en neerslag kunnen de verspreiding beïnvloeden.

⁷⁵ De locatie van de emissie is hierbij van belang, in verband met de afstand tot (dicht)bevolkte en/of landbouwgebieden.

transportongevallen) en anderzijds radiologische gezondheidseffecten (vb: (niet-) terminale kanker, ernstige erfelijkheidsaandoeningen, vroegtijdige ziekten en/of overlijden).

162. Bij schade aan landbouwgewassen en bouwmaterialen gaat het om directe economische schades.

Wat de gezondheidseffecten betreft, wordt er een onderscheid gemaakt tussen mortaliteit, dit betreft ziektes die daadwerkelijk tot vroegtijdig overlijden leiden (dit kan acuut zijn of op termijn ('chronisch')) en morbiditeit, dit betreft langdurige ziektes die het functioneren van de zieke beïnvloeden.

- Mortaliteit wordt uitgedrukt in *Years Of Life Lost (YOLL)* met een daarbij behorende *Value Of Life Year (VOLY)*; de aanbevolen WTP (*willingness to pay*) waarde voor acute sterfgevallen ligt tussen €50.000,00 en €75.000,00.

Voor sterfgevallen als gevolg van een dodelijk ongeval of als gevolg van een zware ziekte en voor ernstige erfelijkheidsaandoeningen wordt uitgegaan van een waarde voor het leven zelf, de zogenaamde *Value of Statistical Life (VSL)*; de aanbevolen WTP waarde hiervoor bedraagt €1.000.000,00.

- Voor morbiditeit worden een aantal verschillende kostenposten samengenomen, zoals *resource* kosten⁷⁶, *opportuiniteitskosten*⁷⁷ en *disutility* kosten⁷⁸; ExternE bevat gedetailleerde gegevens van de verschillende externe kosten per effect⁷⁹ die aanbevolen worden.

Voor niet dodelijke kankergevallen wordt een schade van €250.000,00 gehanteerd.

Voor radiologische emissies is de gebruikte tijdshorizon van groot belang, omdat radioactieve stoffen nog vele tot honderdduizenden jaren kunnen blijven bestaan en dus effect kunnen uitoefenen. Om deze reden wordt hierbij vaak een tijdshorizon van 100.000 jaar gehanteerd met een discontovoet van 0%.

⁷⁶ *Resource* kosten omvatten medische en andere directe kosten, al dan niet betaald door gezondheidszorg of een verzekeringsmaatschappij en andere directe kosten (op basis van marktprijzen).

⁷⁷ *Opportuiniteitskosten* omvatten kosten ten gevolge van schade van verminderde productiviteit en vrijetijdsbesteding (op basis van marktprijzen).

⁷⁸ *Disutility* kosten omvatten andere sociale en economische kosten ten gevolge van schade door pijn, zorgen, trauma van betrokkenen (op basis van WTP en WTP).

⁷⁹ Ziekenhuisbezoek, beperkte activiteit,...

163. Klimaatverandering is het milieueffect dat onder andere wordt veroorzaakt door de emissie van broeikasgassen. Uit de literatuur blijkt dat het niet eenvoudig is om de schade die met deze emissies gepaard gaat te waarderen. Dit komt doordat broeikasgassen over het algemeen een lange levensduur hebben en het effect bijgevolg dus over honderden jaren kan blijven bestaan. Dit effect is evenwel met grote onzekerheid omgeven: wat wordt de gemiddelde temperatuurstijging, hoe worden weerextremen/niveau van de zeespiegel/verspreiding van ziektes/... beïnvloed en welke schades & kosten zullen hiermee gepaard gaan? In de eerste versie van ExternE (1995) werd aangeraden met een range te werken; in ExternE (2005) wordt besloten tot een aanbevolen waarde van €19,00/ton CO₂ met een onderwaarde van €9,00/ton CO₂ en een bovenwaarde van €50,00/ton CO₂ voor eventuele sensitiviteitsanalyses. Ook de effecten ten gevolge van een klimaatverandering⁸⁰ zijn van belang. Het is bijgevolg ook aangewezen rekening te houden met de totale adaptatiekosten die worden voorzien als gevolg van klimaatverandering, doch bestaan er in de praktijk geen concrete schattingen van deze adaptatiekosten.

164. In Bijlage 6 wordt een overzicht gegeven van de externe kost van energie en transport zoals door *ExternE* weerhouden in haar studie. Daarbij wordt een onderscheid gemaakt tussen verschillende categorieën van impact. Bijlage 7 geeft een overzicht van de economische standaardwaarden die gehanteerd worden in de studies van ExternE.

165. In het Belgisch luik van de ExternE studie⁸¹ blijkt uit onderstaande tabel, een gemiddelde externe kostprijs van:

- zonder klimaatopwarming: €4,4905/MWh
- met klimaatopwarming: €4,7490/MWh

⁸⁰ De kans op orkanen met zware schade zal bijvoorbeeld toenemen, mensen zullen moeten verhuizen ten gevolge van het stijgen van het niveau van de zeespiegel,...

⁸¹ ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>

Tabel 23: Overzicht voor de open splijtstofcyclus in België

Discontovoet: 0%	Externe kost	codes
Power generation		
<i>Algemeen welzijn</i>		
mortaliteit (1) YOLL*	0,20000	A1
VSL**	0,30000	B1
morbiditeit (2)	0,17000	C
<i>Beroepsziekten</i>		
YOLL	0,04300	A2
VSL	0,04800	B2
Andere activiteiten binnen de brandstofcyclus		
<i>Algemeen welzijn</i>		
YOLL	3,30000	A3
VSL	4,10000	B3
<i>Beroepsziekten</i>		
YOLL	0,19000	A4
VSL	0,22000	B4
Nucleair energieverbruik voor gasvormige diffusie	0,12000	D
Subtotaal (YOLL) (A1+A2+A3+A4+C+D)	4,02300	E
Subtotaal (VSL) (B1+B2+B3+B4+C+D)	4,95800	F
Klimaatopwarming		
scenario 1: laag	0,01900	G1
scenario 2: mid 3%	0,09000	G2
scenario 3: mid 1%	0,23000	G3
scenario 4: hoog	0,69500	G4
Totaal (YOLL)		
scenario 1: laag	4,04200	E+G1
scenario 2: mid 3%	4,11300	E+G2
scenario 3: mid 1%	4,25300	E+G3
scenario 4: hoog	4,71800	E+G4
Totaal (VSL)		
scenario 1: laag	4,97700	F+G1
scenario 2: mid 3%	5,04800	F+G2
scenario 3: mid 1%	5,18800	F+G3
scenario 4: hoog	5,65300	F+G4

(1) mortaliteit: het betreft ziektes die daadwerkelijk tot voortijdig overlijden leiden; dit kan acuut zijn of op termijn ('chronisch')

(2) morbiditeit: het betreft langdurige ziektes die het functioneren en wel-bevinden van de zieke beïnvloeden

* YOLL sterftes volgens de benadering 'Years Of Life Lost'

** VSL sterftes volgens de benadering 'Value of Statistical Life'

Op te merken valt dat er globaal geen materieel verschil is in de externe kostprijs voor de gesloten of open cyclus, maar uit een nadere analyse door ExternE bleek dat in de open cyclus de activiteit 'uraniumwinning & -concentratie' de voornaamste *driver* is van deze externe kost, terwijl in de gesloten cyclus de lagere externe kost voor de activiteit 'uraniumwinning & -concentratie' vervangen wordt door een hogere externe kost voor de activiteiten 'reprocessing' en 'afvalberging'. De CREG weerhoudt de gegevens voor de open cyclus, vermits in 2007 België een open cyclus kende.

166. Dit Belgisch luik van de ExternE studie stelt bovendien dat als een periode van 100.000 jaar zou beschouwd worden (bovenstaande tabel beschouwt een periode van 10.000 jaar), de totale gemiddelde externe kost voor de open cyclus €22,6/MWh bedragen.

167. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de externe kosten voor elektriciteitsproductie in de EU-landen (Bron: ExternE⁸²).

Tabel 24: Externe kosten voor elektriciteitsproductie in de EU-landen (€/MWh)

Cijfergegevens voor de externe kost voor elektriciteitsproductie in de EU voor bestaande technologieën (in €/MWh) *									
Land	Kool en Bruinkool	Turf	Olle	Gas	Nucleair	Biomassa	Hydro	PV	Wind
AT				10,00 - 30,00		20,00 - 30,00	1,00		
BE	40,00 - 150,00			10,00 - 20,00	5,00				
DE	30,00 - 60,00		50,00 - 80,00	10,00 - 20,00	2,00	30,00		6,00	0,50
DK	40,00 - 70,00			20,00 - 30,00		10,00			1,00
ES	50,00 - 80,00			10,00 - 20,00		30,00 - 50,00 **			2,00
FI	20,00 - 40,00	20,00 - 50,00				10,00			
FR	70,00 - 100,00		80,00 - 110,00	20,00 - 40,00	3,00	10,00	10,00		
GR	50,00 - 80,00		30,00 - 50,00	10,00		0,00 - 8,00	10,00		2,50
IE	60,00 - 80,00	30,00 - 40,00							
IT			30,00 - 60,00	20,00 - 30,00			3,00		
NL	30,00 - 40,00			10,00 - 20,00	7,00	5,00			
NO				10,00 - 20,00		2,00	2,00		0,00 - 2,50
PT	40,00 - 70,00			10,00 - 20,00		10,00 - 20,00	0,30		
SE	20,00 - 40,00					3,00	0,00 - 7,00		
UK	40,00 - 70,00		30,00 - 50,00	10,00 - 20,00	2,50	10,00			1,50

* sub totaal voor kwantificeerbare externaliteiten (zoals opwarming van de aarde, volksgezondheid, gezondheid op het werk, materiële schade)

** biomassa meegestookt met bruinkool

Dit geeft voor de nucleaire brandstofproductiecyclus in België een externe kost van €0,005/kWh (€5,00/MWh), voor Duitsland van €0,002/kWh (€2,00/MWh), voor Frankrijk van €0,003/kWh (€3,00/MWh), voor Nederland van €0,007/kWh (€7,00/MWh) en voor het Verenigd Koninkrijk van €0,0025/kWh (€2,50/MWh), eveneens rekening houdende met een discontovoet van 0%. Het is niet duidelijk of dit enkel de externe kosten ten gevolge van de gewone nucleaire brandstofproductiecyclus betreft of dat de externe kosten ten gevolge van een kernongeval hierin begrepen zijn, hoewel men zou kunnen vermoeden dat het enkel de externe kosten ten gevolge van de gewone nucleaire brandstofproductiecyclus betreft vermits de studie de *Impact Pathway Analysis* beschrijft.

⁸² ExternE, Study: External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, European Commission, 2003; <http://www.externe.info/>

168. De studie "Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - de 'vergeten' kosten in beeld" van Sevenster, de Jong, Davidson en Croezen, die de methodologie van ExternE hanteert, bekomt als resultaat voor de externe kosten exclusief ongevallen, waarden die liggen tussen €0,00012/kWh tot €0,0105/kWh⁸³ (€0,12/MWh tot €10,50/MWh)⁸⁴.

169. Bonduelle⁸⁵ et al, stellen in hun rapport een vork voorop van €2,5/MWh - €7,4/MWh met als mediaanwaarde €4,95/MWh.

170. De CREG stelt vast dat bovenstaande studies vergelijkbare gegevens opleveren en weerhoudt vervolgens als een gemiddelde waarde voor de externe kost ten gevolge van de gewone nucleaire splijtstofcyclus een waarde van €4,96/MWh vast.

II.2.6.3. Externe kosten tengevolge van een kernongeval

171. In alle energieketens kunnen grootschalige ongevallen voorkomen. In de nucleaire productiecyclus is de centrale zelf een bron van risico. Vanwege sterke veiligheidsvoorschriften komen ongevallen heel weinig voor, maar gevolgen zijn potentieel enorm en kunnen bovendien over een zeer lange tijdsperiode uitgespreid worden. ExternE heeft in haar studies vier mogelijke scenario's gesimuleerd voor de nucleaire productiecyclus, van *worst case* (met een volledige *core melt with a total containment breach*) tot het meest optimistische scenario (waarbij alle veiligheidsvoorschriften optimaal hebben gewerkt).

172. In haar studies volgt ExternE dezelfde IPA⁸⁶ methodologie, zoals beschreven vanaf randnummer 155 teneinde de impact van de effecten van zware ongevallen te waarderen. Een deel van de externe kosten ten gevolge van ongevallen is evenwel reeds

⁸³ Als men rekening houdt met de bovenwaarde voor de schade die kan opgelopen worden door de uitstoot van broeikasgassen ten belope van €50,00/tonCO₂, dan bekomt men hier een bovenwaarde voor de totale externe kost exclusief ongevallen van €0,0106/kWh (€10,60/MWh). Dit toont aan dat het effect van de klimaatverandering bij de nucleaire productiecyclus eerder minimaal is.

⁸⁴ Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten?, M. N. Sevenster, F. de Jong, M. D. Davidson, H. J. Croezen, Delft, december 2008;
Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten' kosten in beeld', M. N. Sevenster, H. J. Croezen, M. Blom, F. Rooijers, Delft, april 2007

⁸⁵ Bonduelle, A., et Lefevre, M., Débat sur l'Energie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Eole ou Pluton ? » 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.

⁸⁶ IPA: Impact Pathway Analysis

geïnternaliseerd via verzekeringen, risicopremies,... Er dient hierbij wel een onderscheid gemaakt te worden tussen werkgerelateerde⁸⁷ en niet-werkgerelateerde⁸⁸ ongevallen:

- Werkgerelateerde ongevallen:
 - OESO landen: 80% internalisering
 - niet-OESO landen: 50% internalisering

- Niet-werkgerelateerde ongevallen:
 - OESO landen: 50% internalisering
 - niet-OESO landen: 20% internalisering

173. Zo kan ervan uitgegaan worden dat de waarde voor een sterfgal als gevolg van een dodelijk ongeval met een VSL⁸⁹-waarde van €1.000.000,00 (zie randnummer 159) voor een OESO land slechts €200.000,00 aan externe kost bevat voor een werk-gerelateerd ongeval en slechts €500.000,00 voor een niet-werkgerelateerd ongeval.

174. De externe kosten van de (ongedekte) risico's op ongevallen worden door twee zaken bepaald: de verwachtingswaarde⁹⁰ van het risico en de risico aversiteit⁹¹; dit laatste is van groot belang bij risico's met een kleine kans maar met grote gevolgen. Wanneer de verzekeraar risico avers is, wil dit zeggen dat de externe kosten van een ongeval met grote schade maar een kleine kans hoger zijn dan die van een ongeval met kleine schade en een grote kans, niettegenstaande beide ongevallen dezelfde verwachtingswaarde hebben. Hoewel in het kader van de berekening van de totale kostprijs van nucleaire energie, het van cruciaal belang is dat men de risico aversiteit mee in rekening brengt, zijn er in de literatuur weinig of geen berekeningen hieromtrent terug te vinden. In de praktijk gaan individuen immers vooral gevoelsmatig te werk, terwijl de verzekeringswereld een meer rationele aanpak hanteert. In beide gevallen is het zo dat de aversie voortkomt uit een bepaalde 'utiliteitsfunctie', die voor iedere persoon anders is en dus moeilijk in een welbepaalde

⁸⁷ Bij werkgerelateerde ongevallen bestaan de slachtoffers enkel uit werknemers en dus geen algemeen publiek.

⁸⁸ Bij niet-werkgerelateerde ongevallen kunnen de slachtoffers zowel werknemers als algemeen publiek zijn.

⁸⁹ VSL: Value of Statistical Life

⁹⁰ De verwachtingswaarde van een risico is de kans maal het effect.

Energiegerelateerde ongevallen worden bijgehouden in databanken; men kan bijgevolg op basis van deze databanken berekenen hoe groot de kans op een ongeval is met een welbepaalde omvang (aantal doden & gewonden). Het Zwitserse Paul Scherrer instituut beheert de ENSAD, *ENergy-related Severe Accident Database*.

⁹¹ Risico aversie staat voor het verschijnsel dat individuen (of bedrijven) risico's die een gelijke verwachtingswaarde hebben, niet dezelfde waarde toekennen.

formule kan gegoten worden. Het inschatten van de externe kosten en het risico bij een groot kernongeval is derhalve zeer moeilijk. Het meewegen van risico-aversie kan de externe kosten tientallen keren hoger doen uitvallen.

175. De kernramp in Tchernobyl is een voorbeeld van een ongeval met een kleine kans maar een grote schade. De hoogte van de schade voor Oekraïne en Wit-Rusland alleen al wordt geraamd op \$436 miljard⁹² over de eerste 30 jaar na de ramp. Dit toont eveneens aan dat de conventionele verzekeringsdekkingen onvoldoende zijn om alle schade te dekken⁹³. Behalve de kernongevallen in Tchernobyl in 1986 en Three Mile Island in 1979 zijn er geen concrete voorbeelden van grote kernongevallen⁹⁴. Als deze kosten worden omgeslagen over de nucleaire wereldproductie van de afgelopen 30 jaar⁹⁵, zou dit volgens de studie Sevenster neerkomen op ongeveer €5,00/MWh bij een risiconeutrale benadering. Bij een risico-averse benadering dient deze kostprijs minstens met een factor tien vermenigvuldigd te worden, wat neerkomt op €50,00/MWh. Deze laatste kostprijs wordt tevens vooruitgeschoven in diverse studies van Greenpeace⁹⁶ als stijging van de verzekeringspremie wanneer de nucleaire operator aansprakelijk zou worden gesteld om de volledige kostprijs bij een *worst case* kernongeval te dragen. De economische kostprijs van het onverzekerd risico kan dus vastgesteld worden op €50,00/MWh volgens deze studies.

176. In de praktijk worden *risk assessments* uitgevoerd waarbij experts hun oordeel geven over het risico op ongevallen in elke stap van het productieproces⁹⁷. Dit soort analyse in het kader van het ExternE project⁹⁸ komt uit op een ongevalrisico voor ongevallen van het ergste soort van ongeveer €0,104/MWh tot minder dan €0,0023/MWh voor ongevallen met

⁹² Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten?, M. N. Sevenster, F. de Jong, M. D. Davidson, H. J. Croezen, Delft, december 2008;

Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten kosten in beeld', M. N. Sevenster, H. J. Croezen, M. Blom, F. Rooijers, Delft, april 2007

⁹³ The economics of nuclear power - Research report 2007, Stephen Thomas, Peter Bradford, Antony Froggatt & David Milborrow

⁹⁴ Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans en G. Pepermans, november 2003

⁹⁵ Op basis van gemiddeld opgesteld vermogen van 300 GW en productief aantal uren per jaar van 7.400.

⁹⁶ The economics of nuclear power - Research report 2007, Stephen Thomas, Peter Bradford, Antony Froggatt & David Milborrow;

Het onverzekerde risico van kerncentrales: de risico's voor de bevolking, de winsten voor Electrabel, Greenpeace, 23 juni 2009;

⁹⁷ The economics of nuclear power - Research report 2007, Stephen Thomas, Peter Bradford, Antony Froggatt & David Milborrow;

Factsheet 5 - Hoge maatschappelijke kost van kernenergie, Greenpeace, april 2005

⁹⁸ Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans en G. Pepermans, november 2003

ExternE, Externalities of Energy - Volume 5 - Nuclear, European Commission, 1995;
<http://www.externe.info/>

minder ernstige radioactieve besmetting (cfr. Tabel 25). Hierbij wordt nogmaals opgemerkt dat enkel de ongevalkosten die hoger zijn dan wat onder de aansprakelijkheidsverzekering & risicopremies valt, als externe kosten kunnen aangestipt worden.

Tabel 25: Waarde voor het ongevalrisico voor de beschouwde scenario's

<i>discontovoet: 0%</i>	Totaal (€/MWh)
Ongevallen	
scenario 1: optimistisch*	0,00230
scenario 2: basis	0,00420
scenario 3: basis	0,02100
scenario 4: worst case**	0,10400
Weerhouden: scenario 4	0,10400

* alle geïnstalleerde veiligheidsmaatregelen hebben effectief en efficiënt gefunctioneerd, waardoor de schade tot een minimum beperkt blijft

** de geïnstalleerde veiligheidsmaatregelen hebben niet gefunctioneerd met de grootst mogelijke schade tot gevolg

177. ExternE (2005) voegt toe dat *cross country* vergelijkingen niet evident zijn omwille van verschillen in de emissiecategorieën en de verwachtingswaarden die aan deze emissies worden toegeschreven. Voor Duitsland wordt een vork weergegeven tussen €0,0000034/kWh (€0,0034/MWh) en €0,0000046/kWh (€0,0046/MWh) met een discontovoet van 0%; voor Frankrijk blijkt een vergelijkbare waarde van €0,000005/kWh (€0,005/MWh), ondanks verschillende assumpties en verwachtingswaarden. In het Belgische luik van de ExternE studies wordt voor *major accidents (nuclear)* een vork weergegeven tussen €0,0008/MWh en €0,35/MWh (zie verder randnummer 182).

178. Als men wil rekening houden met risicoaversie, dienen de resultaten met een factor 20 vermenigvuldigd te worden. Auteurs met een andere risicobenadering en bijgevolg een verschillende risicomaat om de risico aversie te kwantificeren komen soms 35 maal hoger uit dan deze resultaten van ExternE weergegeven.

179. Sevenster et al nemen als basis de gegevens over uit Hirschberg (2004) en Bergherr (2004) om de kostprijs ten gevolge van een kernongeval vast te stellen. Hierbij wordt eveneens rekening gehouden met een gedeeltelijke internalisering van de externe kosten, waarbij eveneens het onderscheid gemaakt wordt tussen OESO landen en niet-OESO landen. Tabel 26 geeft een overzicht van de schadekosten en externe kosten als gevolg van directe doden bij zware ongevallen.

Tabel 26: Overzicht schade-en externe kosten bij zware ongevallen (€/MWh)

	Schadekosten	Externe kosten
Nucleair (Tchernobyl)	0,0055	0,0028

180. Bovenstaande gegevens zijn eveneens gebaseerd op een neutrale risicobenadering. Dit wil zeggen dat zij een ondergrens betekenen. Om een indruk te krijgen van de gevoeligheid voor risicomaat, wordt in deze studie gekeken naar een risico averse maat voor risicobepaling voor het grootste ongeval in de geschiedenis. Hiervoor werd de kans op een ongeval berekend; in de nucleaire productiecycclus is er weliswaar in de geschiedenis nog maar één grote kernramp geweest, Tchernobyl, met een kans van 2:10.000 (Hirschberg, 2004)⁹⁹. Tabel 27 geeft de schadekosten weer bij zware ongevallen met neutrale en averse risicomaat. Uit deze tabel kan eveneens afgeleid worden dat hoe kleiner de kans op een ongeval, hoe groter de aversiefactor. De risiconeutrale schadekosten passen met eenzelfde factor als de kans aan, terwijl de risicoaverse schadekosten een verschillend patroon volgen: als de kans 100 maal kleiner wordt, dalen de risiconeutrale kosten ook met een factor 100, terwijl de risico averse schadekosten slechts met een factor 10 verkleinen. Er wordt een waarde van €50,00/MWh vooropgesteld als een redelijke kostprijs voor 'volledige' verzekering.

Tabel 27: Overzicht schade kosten bij zware ongevallen (€/MWh)

	Kans per GW-jaar	Aversiefactor	Neutraal*	Avers
Nucleair (ExternE 1995)	1:100.000	317	0,1	32
Nucleair (Tchernobyl; Hirschberg)	2:10.000 (1 keer in 30 jaar)	72	5	360
Nucleair (Tchernobyl; Hirschberg)	2:1.000.000 (1 keer in 3.000 jaar)	708	0,05	35,4

* de neutrale schadekosten voor ExternE werden overgenomen uit deze studie; voor de neutrale schadekosten voor Tchernobyl wordt gerefereerd aan wat hiervoor in deze studie werd geschreven

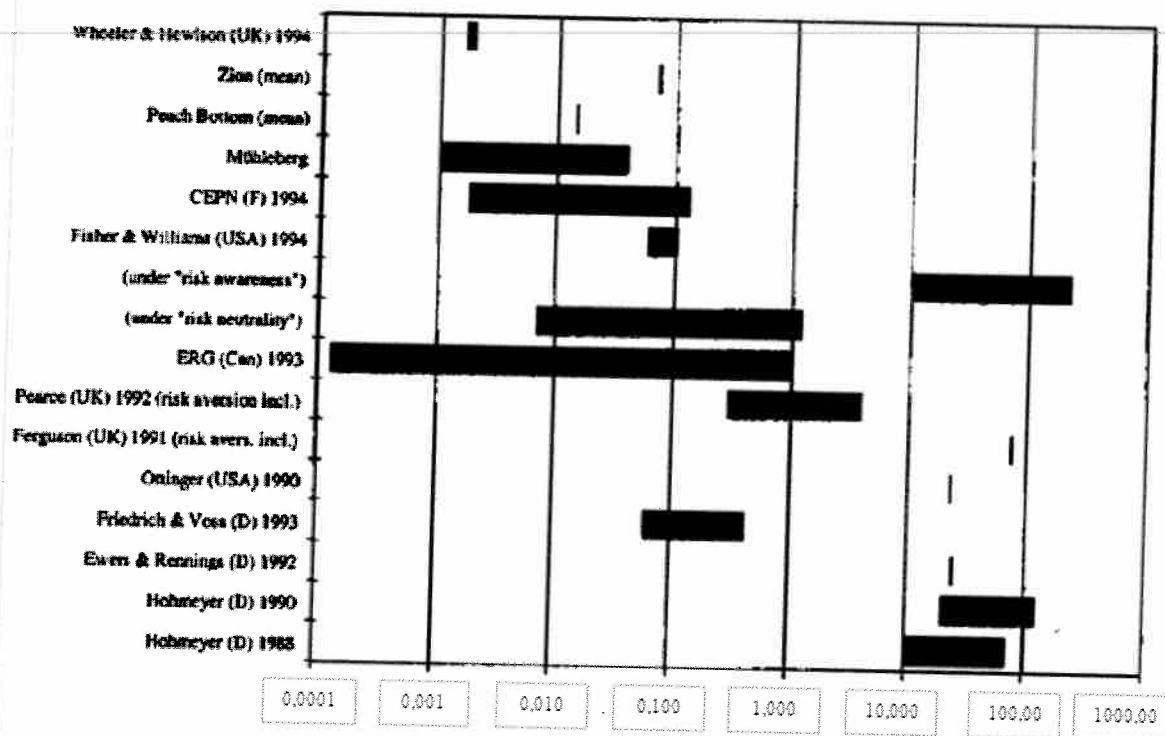
181. Op basis van de probabiliteit van een ongeval en rekening houdende met de omvang van de schade is in verschillende studies reeds een berekening gemaakt van de kostprijs per kWh van het niet verzekerde risico¹⁰⁰. Onderstaande figuur geeft een overzicht van de verschillende resultaten; de diverse studies hebben verschillende uitgangspunten

⁹⁹ Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten kosten in beeld', M. N. Sevenster, H. J. Croezen, M. Blom, F. Rooijers, Delft, april 2007

¹⁰⁰ Het onverzekerde risico van kerncentrales: de risico's voor de bevolking, de winsten voor Electrabel, Greenpeace, 23 juni 2009

gehanteerd onder meer wat betreft de ernst van het ongeval, bijgevolg kunnen de kostprijsgegevens moeilijk onderling vergeleken worden met elkaar.

Figuur 8: Overzicht niet-verzekerde risico (€/MWh)



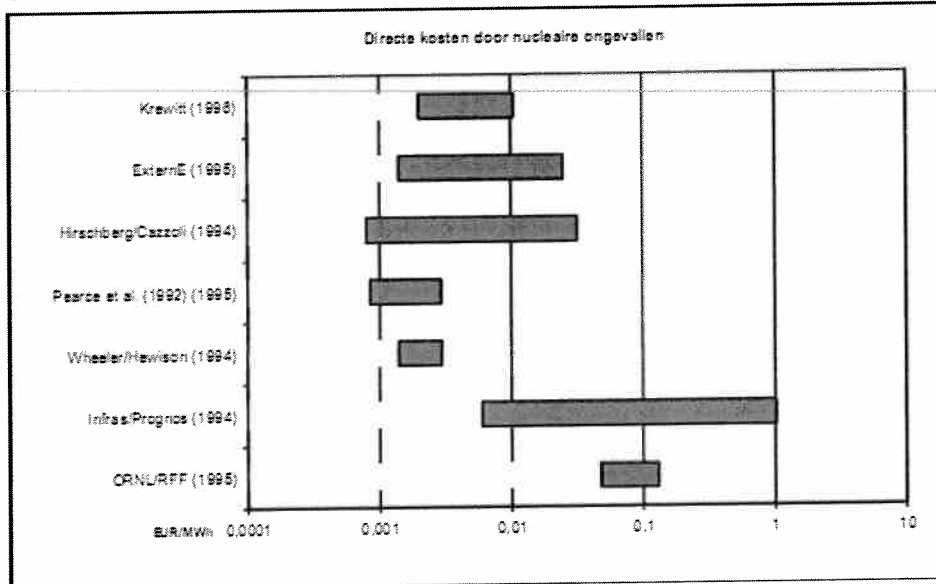
182. Studies die tot een hoge externe kost concluderen, variëren tussen €10,00/MWh en €250,00/MWh. Ter vergelijking, Sevenster et al. weerhouden een externe kost van €50,00/MWh als bovenwaarde van de vork voor een redelijke kostprijs voor het externe risico ten gevolge van een kernongeval. Er bestaan geen studies met een dergelijke berekening voor België maar er kan wel gesteld worden dat de externe kost in België relatief hoog zou liggen, rekening houdende met hoge bevolkingsdichtheid, de aanwezigheid van grote steden (Antwerpen, Brussel, Luik) en de hoge concentratie aan industriële activiteit in de Haven van Antwerpen.

183. In een studie van het VITO¹⁰¹ wordt eveneens een overzicht opgenomen van studies over de schadekosten van nucleaire ongevallen, zonder inschatting voor risico aversie en enkel op basis van typische nucleaire centrales in OESO landen. Figuur 9 herneemt dit

¹⁰¹ VITO, 2005, Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen

overzicht van studies, waaruit blijkt dat de inschattingen variëren tussen €0,0008/MWh en €1,00/MWh.

Figuur 9: Overzicht van de diverse studies betreffende schadekosten van nucleaire ongevallen



184. De CREG stelt vast dat bovenstaande studies een brede waaier aan gegevens opleveren; de studies geven evenmin duidelijk aan wat de exacte berekeningsbasis is geweest voor het betreffende resultaat en welke elementen er wel of niet mee in rekening worden gebracht en om welke redenen. Het blijkt aldus heel moeilijk om een eenduidige, wetenschappelijk correct onderbouwde kostprijs op te stellen voor de externe kosten ten gevolge van een kernongeval. Vermits ExternE de meest geaccepteerde en gerenomeerde methode blijkt te zijn voor de beoordeling van de externe kosten, zal de CREG in deze studie de methodiek en de resultaten bekomen door dit onderzoeksproject van de Europese Commissie volgen met een gemiddelde waarde van €0,01/MWh voor het meest optimistische scenario bij een kernongeval en een gemiddelde waarde van €0,23/MWh voor het meest pessimistische scenario.

II.2.6.4. Totale externe kosten

185. Tabel 28 herhaalt het resultaat zoals bekomen werd in het Belgisch luik van de ExternE studie¹⁰² (cfr. Tabel 23), maar aangevuld met de gegevens voor het ongevalrisico voor België.

¹⁰² ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>

Tabel 28: Overzicht voor de open splijstofcyclus in België, met ongevallen

Discountvoet: 0%	Externe kost
Power generation	
Algemeen welzijn	
mortaliteit (1) YOLL*	0,20000
VSL**	0,30000
morbidity (2)	0,17000
Beroepsziekten	
YOLL	0,04300
VSL	0,04800
Ernstige (nucleaire) ongevallen (vork)	
minimum	0,00080
maximum	0,35000
Andere activiteiten binnen de brandstofcyclus	
Algemeen welzijn	
YOLL	3,30000
VSL	4,10000
Beroepsziekten	
YOLL	0,19000
VSL	0,22000
Nucleair energieverbruik voor gasvormige diffusie	
Subtotaal (YOLL) met min voor nucl ongeval	4,02380
Subtotaal (YOLL) met max voor nucl ongeval	4,37300
Subtotaal (VSL) met min voor nucl ongeval	4,95880
Subtotaal (VSL) met max voor nucl ongeval	5,30800
Klimaatopwarming	
scenario 1: laag	0,01900
scenario 2: mid 3%	0,09000
scenario 3: mid 1%	0,23000
scenario 4: hoog	0,69500
Totaal (YOLL)	
met minimum voor nucl ongeval	
scenario 1: laag	4,04280
scenario 2: mid 3%	4,11380
scenario 3: mid 1%	4,25380
scenario 4: hoog	4,71880
met maximum voor nucl ongeval	
scenario 1: laag	4,39200
scenario 2: mid 3%	4,46300
scenario 3: mid 1%	4,60300
scenario 4: hoog	5,06800
Totaal (VSL)	
met minimum voor nucl ongeval	
scenario 1: laag	4,97780
scenario 2: mid 3%	5,04880
scenario 3: mid 1%	5,18880
scenario 4: hoog	5,65380
met maximum voor nucl ongeval	
scenario 1: laag	5,32700
scenario 2: mid 3%	5,39800
scenario 3: mid 1%	5,53800
scenario 4: hoog	6,00300

(1) mortaliteit: het betreft ziektes die daadwerkelijk tot voortijdig overlijden leiden; dit kan acuut zijn of op termijn ('chronisch')

(2) morbiditeit: het betreft langdurige ziektes die het functioneren en wel-bevinden van de zieke beïnvloeden

* YOLL sterftes volgens de benadering 'Years Of Life Lost'

** VSL sterftes volgens de benadering 'Value of Statistical Life'

Deze tabel geeft een externe kostprijs voor België weer voor de open splijtstofcyclus van kernenergie met details naar de verschillende soorten impacten toe met een gemiddelde externe kostprijs voor de open cyclus van:

- zonder klimaatopwarming:
 - ~ met min voor nucl ongeval: €4,4913/MWh
 - ~ met max voor nucl ongeval: €4,8405/MWh
- met klimaatopwarming:
 - ~ met min voor nucl ongeval: €4,7498/MWh
 - ~ met max voor nucl ongeval: €5,0990/MWh

186. In het Belgisch luik van de ExternE studie¹⁰³ wordt een vergelijking gemaakt van centrales op fossiele brandstoffen met kerncentrales en worden externe kostenschattingen gerapporteerd voor verschillende hypothesen over de discontovoet, de tijdshorizon, de inschatting van toekomstige klimaatschade,... Zelfs voor het scenario waarbij de laagste inschatting van klimaatschade¹⁰⁴ gebruikt wordt, heeft kernenergie¹⁰⁵ de laagste externe kost: +/-€4,02/MWh, ten opzichte van +/- €7,58/MWh voor een gasgestookte STEG-centrale en tot meer dan +/- €88,00/MWh voor klassieke steenkoolcentrales¹⁰⁶.

187. De ExternE methodologie heeft een afzonderlijk onderdeel *National implementation* waarvan de resultaten in 1999 gepubliceerd werden¹⁰⁷. Deze nationale studies bevatten inschattingen voor externe kosten voor de brandstofcyclus nucleair voor België, Duitsland, Nederland, het Verenigd Koninkrijk en Frankrijk (data 1995). Deze resultaten worden weergegeven in Tabel 29 en houden rekening met een discontovoet van 0%. Zij verschillen van elkaar omwille van verschillen in gehanteerde technologieën, in de diverse sites en in de socio-economische contexten in de verschillende landen, maar zij hebben wel allemaal een zelfde grootteorde. Tabel 30 herneemt deze resultaten en vult deze aan met de externe kosten voor andere brandstofcycli voor elektriciteitsproductie, alsook met de directe kosten, zoals deze blijken uit ExternE 1999.

¹⁰³ ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>

¹⁰⁴ Working paper series n° 2003-13 - Is er een toekomst voor kernenergie in België?, J. Eyckmans en G. Pepermans, november 2003; ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>

¹⁰⁵ Deze kostprijs is hetzelfde voor de open en de gesloten cyclus.

¹⁰⁶ Hierbij dient rekening gehouden worden met het feit dat bij de productie door klassieke gasgestookte STEG-centrale alsook steenkoolcentrales CO²-emissierechten opkopen, die een deel van de externe kosten bijgevolg kunnen compenseren.

¹⁰⁷ Nuclear Electricity Generation: What are the external costs?, OECD - NEA, 2003

Tabel 29: Overzicht van externe kosten (€/MWh) voor verschillende landen in ExternE 1999

	Externe kost
België	4,0 - 4,7
Duitsland	2,5
Frankrijk	4,4 - 7,0
Nederland	7,4
Verenigd Koninkrijk	2,4 - 2,7

Tabel 30: Overzicht van de externe en directe productiekosten (€/MWh) voor elektriciteitsproductie in diverse Europese landen

cijfers in €/MWh	Kolencentrale	Olie	Gas	Nucleair	Biomassa	Zonne energie	Windenergie
<u>Externe kosten</u>							
Oostenrijk			11,0 - 26,0		24,0 - 25,0		
België	37,0 - 150,0		11,0 - 22,0	4,0 - 4,7			
Duitsland	30,0 - 55,0	51,0 - 78,0	12,0 - 23,0	4,4 - 7,0	28,0 - 29,0	1,4 - 3,3	0,5 - 0,6
Denemarken	35,0 - 65,0		15,0 - 30,0		12,0 - 14,0		0,9 - 1,6
Spanje	48,0 - 77,0		11,0 - 22,0		29,0 - 52,0		1,8 - 1,9
Finland	20,0 - 44,0				8,0 - 11,0		
Frankrijk	69,0 - 99,0	84,0 - 109,0	24,0 - 35,0 ^f	2,5	6,0 - 7,0		
Griekenland	46,0 - 84,0	26,0 - 48,0	7,0 - 13,0		1,0 - 8,0		2,4 - 2,6
Ierland	59,0 - 84,0						
Italië		34,0 - 56,0	15,0 - 27,0				
Nederland	28,0 - 42,0		5,0 - 19,0 ^f	7,4	4,0 - 5,0		
Noorwegen			8,0 - 19,0		2,4		0,5 - 2,5
Portugal	42,0 - 67,0		8,0 - 21,0		14,0 - 18,0		
Zweden	18,0 - 42,0				2,7 - 3,0		
Verenigd Koninkrijk	42,0 - 67,0	29,0 - 47,0	11,0 - 22,0	2,4 - 2,7	5,3 - 5,7		1,3 - 1,5
<u>Directe kosten</u>	32,0 - 50,0	49,0 - 52,0	26,0 - 35,0	34,0 - 59,0	34,0 - 43,0	512,0 - 853,0	67,0 - 72,0

188. In de studie van het VITO "Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen" (april 2005) wordt de externe kost voor nucleair in Vlaanderen samengesteld zoals blijkt uit tabel 31. De nucleaire elektriciteitsproductie heeft een zeer lage kost van €0,80/MWh, ondanks de conservatieve inschatting van gezondheidsrisico's door de emissie van radioactieve stoffen in de brandstofketen. Dit heeft te maken met het feit dat zeer weinig uranium nodig is voor de productie van 1MWh, alsook met het feit dat nagenoeg geen emissies vrijkomen. Het in rekening brengen van risico's bij afvalberging en de waarschijnlijkheid van ernstige ongevallen verandert dit niet.

Tabel 31: Externe kosten voor Vlaanderen (in €/MWh)

	Productiefase				Risico op ernstige ongevallen	Levenscyclus Brandstofketen en infrastructuur ²	Totaal
	Impacts via SO ₂ , NO _x en deeltjes	Impacts via zware metalen	Impact via CO ₂	Andere impacts ³			
Nucleair	0	nvt	ng	0,04	0,0235	0,73	0,8
Klassieke fossiele centrales (steenkool)	60 – 75 ⁴	0,09	24	0,2	≤ 0,01	2,7	87 – 102
Klassieke fossiele centrales (steenkool) met rookgasreiniging	11	0,09	18	0,2		2,7	32
Gas STEG	0,5 – 2,1 ⁵	nvt	8 – 11	0,04		1,2	9,8 – 11,3
Gas klassiek	11 – 17	nvt	12	0,08		1,8	25 – 31
Olie	128	nb.	16	nb.		5 – 8 ⁶	147 – 150
WKK gas (turbine)	1,4	nvt	4 – 8	0,04		1,2	6,6 – 8,6
WKK gas (motor)	12,8	nvt	4 – 8	0,08		1,8	18,6 – 19,6
WKK olie	nb.	nb.	nb.	nb.		5 – 8 ⁶	nb.
ANA	29	nb.	60 ⁷	nb.		nvt	43 – 53
Biomassa	11 – 60 ⁸	nvt	0	0,2 ⁹		nb.	11 – 60
Wind	0	0	0	0 – 0,02	0,5 – 2,5	0,6 – 2,5	
PV	0	0	0	nb.	3 – 7,5	3 – 7,5	
Water	0	0	0	12	1 – 2,2	1 – 2,2	

nb.: niet beschikbaar

ng.: onverwarsbaar

nvt: niet van toepassing

⁴: centrales op hoogoven gas hebben lagere externe kosten (15 euro/MWh) en worden in de berekeningen voor de totale externe kosten bij deze groep gevoegd.

⁵: oudere stoom- en gascentrales hebben hogere externe kosten (8,7 euro/MWh) en worden in de berekeningen voor de totale externe kosten bij deze groep gevoegd.

⁶: bijstook in steenkoolcentrales. Emisgegevens voor elektriciteitsproductie via stortgas ontbreken.

⁷: enkel afvalverwerking met energieproductie, en enkel niet-hernieuwbare fractie.

⁸: wassalinder, kleine beroepsradio's, radioactieve straling, zonder ernstige ongevallen.

⁹: betreft ongevallen tijdens de productiefase voor nucleaire centrales en in de volledige levenscyclus voor de fossiele elektriciteitscentrales.

¹⁰: zonder ernstige ongevallen, wel met beroepsradio's.

¹¹: op basis van levenscycluscijfers van begin jaren 1990

189. Tabel 32 geeft een overzicht van alle waarden van de diverse studies die in deze studie werden aangehaald om op die manier een gemiddelde waarde vast te stellen voor de waarde van de externe kosten.

Tabel 32: Overzicht van de waarden (€/MWh) van de diverse studies

	minimum	maximum	gemiddelde	opmerkingen
STUDIES met gegevens over EXTERNE KOSTEN, EXCLUSIEF ONGEVALLEN				
ExternE studie over externe kosten externe kosten, exclusief ongevallen			5,00	<i>niet duidelijk dat dit effectief zonder ongevallen is</i>
Eole ou Pluton (2003) externe kosten, exclusief ongevallen	2,50	7,40	4,95	
STUDIES met gegevens over EXTERNE KOSTEN, ONGEVALLEN				
ExternE (1995) externe kosten, ongevallen	0,0023	0,1040	0,0532	<i>studie betreft gedetailleerde analyse voor Frankrijk</i>
ExternE (2005) externe kosten, ongevallen				
- Duitsland	0,0034	0,0046	0,0040	<i>gegevens afgestemd met ExternE Duits luik (1999)</i>
- Frankrijk			0,0050	<i>gegevens afgestemd met ExternE Frans luik (1999)</i>
- België	0,0008	0,3500	0,1754	<i>gegevens uit ExternE Belgisch luik (1999)</i>
Greenpeace studies externe kosten, ongevallen			50,00	
Diverse studies, geanalyseerd door Greenpeace studies externe kosten, ongevallen	10,00	200,00	105,00	<i>betreft de studies die tot een hoge externe kost concludeerden</i>
STUDIES met gegevens over EXTERNE KOSTEN				
ExternE Belgisch luik 1999 YOLL <i>open cyclus YOLL</i>				<i>min : zonder rekening te houden met klimaatopwarming;</i>
externe kosten, excl ongevallen	4,0230	4,7180	4,3705	<i>max : met rekening te houden met hoogste waarde klimaatopwarming;</i>
externe kosten, ongevallen	0,0008	0,3500	0,1754	<i>Opmerking : in de studie wordt opgemerkt dat als een</i>
externe kosten	4,0238	5,0680	4,5459	<i>tijdsperiode van 100.000 jaar zou beschouwd worden,</i>
VSL <i>open cyclus VSL</i>				<i>de totale externe kost zou stijgen tot €22,6/MWh (open cyclus)</i>
externe kosten, excl ongevallen	4,9580	5,6530	5,3055	
externe kosten, ongevallen	0,0008	0,3500	0,1754	
externe kosten	4,9588	6,0030	5,4809	
Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten kosten in beeld' (april 2007)				
externe kosten, excl ongevallen	0,12	10,50	5,31	
externe kosten, ongevallen	5,00	50,00	27,50	
externe kosten	5,12	60,50	32,81	
VITO - Internalisering van externe kosten in Vlaanderen				
externe kosten, excl ongevallen			0,77	
externe kosten, ongevallen			0,02	
externe kosten			0,79	

Uit bovenstaande deelconclusies (zie randnummers 170 en 184), alsook uit bovenstaande Tabel 32 weerhoudt de CREG een gemiddelde waarde van €5,08/MWh voor de externe kosten.

III. MARGE NUCLEAIRE EXPLOITANT

III.1. Inschatting van de marge 2007

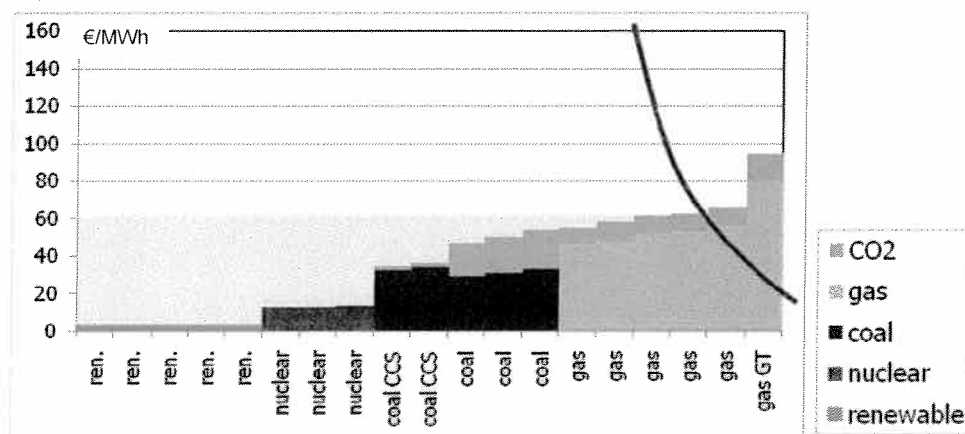
190. In de veronderstelling dat de Belgische stroommarkt een vrijgemaakte markt is waarop de wetten van concurrentie (P=MK) geldig zijn, wordt de winst voor een producent bepaald door het verschil tussen de totale opbrengsten (TO) en de totale kosten (TK). Vereenvoudigd kan dit formeel als volgt uitgewerkt worden:

$$\begin{aligned} \text{Winst} &= \text{TO} - \text{TK} \\ &= (P \cdot Q) - (GK \cdot Q) \\ &= (P - GK) \cdot Q \Leftrightarrow (MK - GK) \cdot Q \end{aligned}$$

191. Tot zover hebben we in deze studie al twee van de drie variabelen bepaald. De geproduceerde hoeveelheid (Q) elektriciteit afkomstig van de nucleaire centrales voor 2007 werd vastgelegd op 45.852.946 MWh. De gemiddelde productiekost (GK) werd in het vorige deel berekend. We weerhouden voor 2007 een range van €16,97/MWh – €21,37/MWh. Dit impliceert dat enkel nog een inschatting dient gemaakt te worden van de prijs (P).

192. De prijsvorming op de huidige stroommarkten volgt in heel Europa dezelfde economische basisregels (marginale kostenprincipe (MK), opportunitetskosten). De marginale kosten van de laatst ingezette elektriciteitscentrale, met inbegrip van de hoeveelheden CO₂-certificaten die met deze elektriciteitscentrale zijn verbonden, zijn bepalend voor de stroomprijs. Onderstaande figuur geeft een idee van hoe in de realiteit (vb. in België) de prijs tot stand komt op de vrijgemaakte markt.

Figuur 10: Prijsvorming op de vrijgemaakte markt



(Bron: GDF Suez)

193. De aanbodcurve kan voorgesteld worden door logische stapeling van de centrales (*stack of power plants*) gaande van de centrales met de laagste marginale kost tot die met de hoogste marginale kost. Het inschakelen van productie-installaties om aan de vraag te voldoen gebeurt op basis van de *merit order*, d.w.z. oplopende marginale productiekost. Zo hebben nucleaire centrales een lage marginale productiekost maar kunnen ze minder flexibel aan- en afgeschakeld worden (*base load* centrales). Zij worden dus als eerste in aanmerking genomen om aan de vraag naar elektriciteit te voldoen. Daarentegen zijn het meestal gas- en fuelgestookte centrales die als laatste centrales (*peak load* centrales) worden ingeschakeld, aangezien deze een hoge marginale productiekost hebben. Zij zijn immers sterk afhankelijk van de evolutie van de brandstofprijzen.

194. Zoals men kan vaststellen komt, in dit hypothetisch geval, een marktprijs tot stand van +/- €60/MWh. De marginale centrale is in dit geval een gasgestookte centrale. De nucleaire centrales vindt men helemaal aan het begin van de aanbodcurve. De lage marginale kosten zijn het gevolg van de relatief lage brandstofkost en het belang van deze brandstofkost in het kostenplaatje van een nucleaire centrale¹⁰⁸.

195. Bij daadwerkelijke mededinging, wat toch de bedoeling is bij vrijmaking van de markt, geldt de *law of one price*. Aangezien er mogelijkheid is tot arbitrage, vormt er zich op een markt voor homogene producten zoals stroom steeds een eenheidsprijs (Bundeskartellamt¹⁰⁹, 2007). Als voorbeeld hiervoor kunnen de handelsplaatsen EEX, EXAA en Powernext worden aangevoerd. Deze beurzen geven een goeie indicatie van de marktprijs voor elektriciteit aan de hand van de *forward wholesale* prijzen. Dit geldt weliswaar bij afwezigheid van markmanipulatie.

196. Endex¹¹⁰ is een beurs met *forward wholesale* noteringen (zowel voor gas als elektriciteit). Eén van de producten die verhandeld worden op Endex is *Belgian Power Base Load*. Er kan gekozen worden voor het afsluiten van een *forward* contract voor één van de volgende drie maanden, één van de volgende vier kwartalen, of één van de volgende drie kalenderjaren.

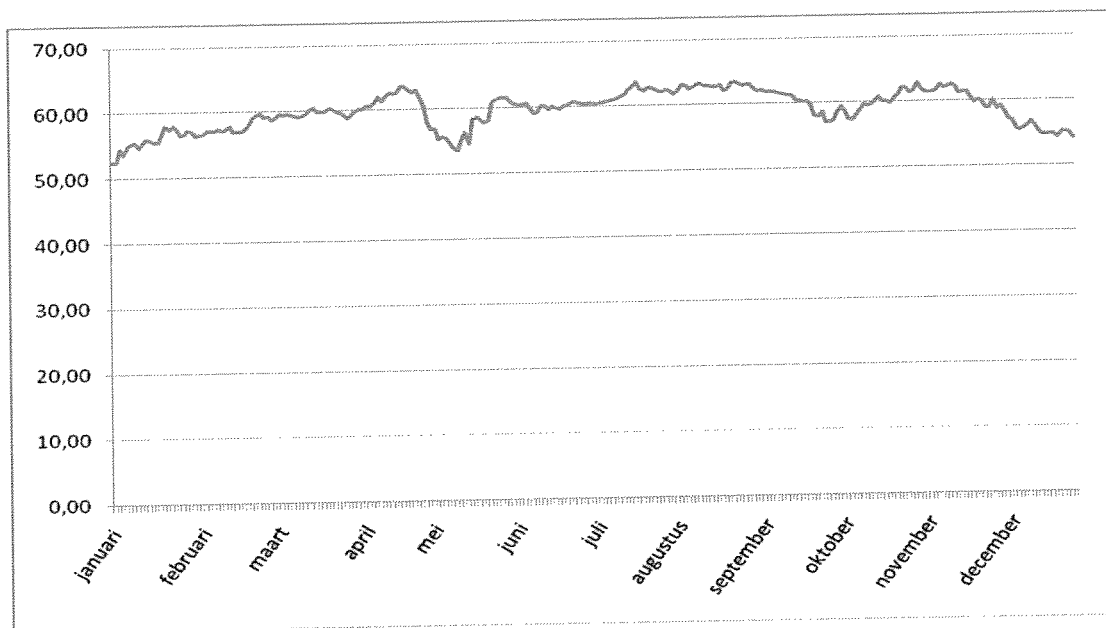
¹⁰⁸ Cfr. II.2.1. Brandstofkost: C_{fuel} . Het belang van de brandstofkost uitgedrukt in een percentage is afhankelijk van wat men juist verstaat onder brandstofkost.

¹⁰⁹ Bundeskartellamt, 2007, Vermaning RWE AG wegens stroomprijsvorming, p.49

¹¹⁰ ENDEX N.V. werd opgericht in 2002 door een groep van grote spelers op de Europese energiemarkt samen met vertegenwoordigers uit de financiële sector. Sinds December 2008 is ENDEX N.V. een 100% dochter van de APX groep.

197. In deze studie bekijken we de *Belgian Power Base Load* voor 2007. Dit betekent de gemiddelde prijs die in 2006 genoteerd werd, en die in 2007 diende betaald te worden. We kiezen voor *base load* omwille van de hierboven uitgezette karakteristieken van nucleaire productie-eenheden (marginale kost, modulatie, ...). Er wordt geopteerd voor het gemiddelde van de *forward* van 1 jaar omdat deze minder beïnvloed wordt door schommelingen op korte termijn dan bijvoorbeeld een *forward* voor de volgende maand, of het volgende kwartaal.

Figuur 11: Wholesale Forward prijzen 2007 (€/MWh)



De gemiddelde waarde voor de *Belgian Power Base Load* op Endex in 2007 was €59,52/MWh. Dit geeft als brutomarge voor de nucleaire exploitant:

- $(59,52 - 16,97) \text{ €/MWh} * 45.852.946 \text{ MWh} = \text{€}1.951.042.852$
- $(59,52 - 21,37) \text{ €/MWh} * 45.852.946 \text{ MWh} = \text{€}1.749.289.889$

198. Er dienen bij deze benadering echter een aantal nuanceringen gemaakt te worden. De liquiditeit op Endex is eerder beperkt, het totaal verhandelde volume in 2007 op het segment *Belgian Power Base Load* was slechts 3.263.059 MWh, t.t.z. 7,12% van de totale nucleaire productie in 2007. Echter, uit een analyse van de contracten¹¹¹ die Electrabel met haar grote industriële klanten (bilaterale contracten) afsluit blijkt dat een groot deel van deze

¹¹¹ Voor meer informatie hierover cfr. étude (F)091029-CDC-917 relative aux mécanismes de fixation des prix de l'énergie en vigueur en 2008 au sein des contrats de fourniture d'électricité des grands clients industriels de Electrabel s.a. 29 octobre 2009

contracten gebaseerd is op *forward* prijzen. De trend is dat in de toekomst meer contracten op basis van *forwards* zullen onderhandeld worden, in plaats van op andere parameters (vb.: N_c en N_e) of op basis van vaste prijzen. Dit betekent dat, ondanks het beperkte volume dat verhandeld wordt op de elektriciteitsbeurs, de relevantie van de *forward* prijs aan belang wint. Dit verantwoordt de keuze die in deze studie gemaakt wordt.

III.2. Vergelijking studie (F)091015-CDC-892

199. In studie (F)091015-CDC-892¹¹² heeft de CREG een gelijkaardige berekening gemaakt in het kader van de mogelijke verlenging van de nucleaire eenheden (*windfall profits*). Het uitgangspunt was hetzelfde, met name het inschatten van de monopoliewinsten. Ook toen werd dezelfde methodologie gevolgd, het uiteenzetten van de gemiddelde productiekost ten opzichte van de marginale kost. In dit laatste deel vergelijken we de resultaten van studie (F)091015-CDC-892 met de zonet bekomen resultaten. Tabel 33 geeft een overzicht van de verschillen tussen beide studies¹¹³.

Tabel 33: Verschil parameters

	(F)091015-CDC-892	Studie (F)100506-CDC-968	
Jaar	2008	2007	
Productie MWh	43.358.617	45.852.946	
Prijs €/MWh	66,11	59,52	
		Laag	Hoog
Productiekost (€/MWh)	28,23	16,97	21,37
Brandstofkost (€/MWh)	6,82	5,60	
Exploitatiekost (€/MWh)	19,97	10,46	14,18
Provisies (€/MWh)	1,44	0,49	
Afschrijvingen (€/MWh)	0	0,42	1,10
Marge (€/MWh)	37,88	42,55	38,15
Marge (€)	1.642.424.412	1.951.042.852,30	1.749.289.889,90

¹¹² Studie (F)091015-CDC-892 over de nucleaire centrales in België: stranded benefits als gevolg van de versnelde afschrijvingen tijdens de captieve periode en windfall profits tengevolge van de eventuele verlenging van hun levensduur.

¹¹³ Er wordt abstractie gemaakt van de verlengingsinvesteringen en de daarbij horende afschrijvingskosten.

200. Een eerste verschil tussen beide studies is dat studie (F)091015-CDC-892 een inschatting maakt van de gemiddelde productiekost voor het jaar 2008, en de huidige studie een inschatting voor 2007. Het moment van analyse is dus verschillend. Dit heeft een impact op de parameter output (Q), in 2008 was de nucleaire productie 43.358.617MWh, in 2007 bedroeg dat 45.852.946MWh. Dit is een verschil van 2.494.329MWh.

201. Een tweede verschil zit vevat in het bepalen van de *forward* prijs. In studie (F)091015-CDC-892 werd deze bepaald op €66,11/MWh, zijnde het gemiddelde van de *forward* te betalen in 2008 en 2009. Er werd gekozen voor een gemiddelde over deze twee jaar vermits de inschatting werd gemaakt van de *windfall profits*; de winsten die in de toekomst¹¹⁴ kunnen gerealiseerd worden door de verlenging van de levensduur van de kerncentrales. Een gemiddelde over twee jaar is representatiever dan een gemiddelde over één jaar. In de huidige studie wordt de prijs bepaald op €59,52/MWh, het gemiddelde van de *forward* die diende betaald te worden in 2007. De keuze voor een gemiddelde gebaseerd op de noteringen te betalen in 2007 is een gevolg van het feit dat in deze studie geopteerd werd om de marge te bepalen voor het jaar 2007.

202. Tenslotte, de studie (F)091015-CDC-892 vertrekt voor de bepaling van de gemiddelde productiekost van gegevens die op dat moment bekend waren via documenten van het CCEG en het BCEO. De gegevens van het CCEG hebben betrekking op het jaar 2001, de cijfers van het BCEO (brandstofkost) op het jaar 2002. De brandstofkost uit het document van het BCEO (voor het jaar 2002) werd constant gehouden op 6,82€/MWh. De exploitatiekost (€16,87/MWh) en de kost voor provisies (€1,22/MWh) uit 2001 werden omgezet naar waardes 2008 op basis van de evolutie van de parameter N_e .

203. Uit de informatie die de CREG ontvangen heeft in het kader van de huidige studie blijkt dat de individuele kostcomponenten evolueren op een andere manier. Zo evolueert de brandstofkost in functie van onder andere de uraniumprijs en de kost voor het afvalbeheer. De provisies worden driejaarlijks herzien door de Commissie Nucleaire Voorzieningen in functie van de schattingen (Synatom). Met andere woorden, de gegevens en documenten die opgeleverd werden hebben er toe geleid, dat de inschatting van de gemiddelde productiekost uit deze studie beter aansluit bij de realiteit dan diegene die bepaald werd in de studie (F)091015-CDC-892.

¹¹⁴ Het is afwachten welke bepalingen het uiteindelijke akkoord tussen GDF-Suez en de Belgische Staat zal bevatten. In het protocolakkoord dd. 22 oktober 2009 is er sprake van het verlengen van de levensduur van Doel 1, Doel 2 en Tihange 1 met 10 jaar.

204. Tenslotte, de kost (€16,87/MWh) die weerhouden wordt in het document CC (e) 2002/12 van het CCEG is een kost voor de activiteit Productie en Koppeling-Overbrenging (PKO). Om een correcte vergelijking te kunnen maken met de exploitatiekost (€10,46/MWh - €14,18/MWh) uit deze studie dient het gedeelte Koppeling-Overbrenging, vervat in de €16,87/MWh, geëlimineerd te worden.

205. Uit de documenten van het CCEG kan niet opgemaakt worden wat de bijdrage is van de activiteit Koppeling-Overbrenging aan de exploitatiekostprijs PKO. De CREG heeft daarom geopteerd om deze bijdrage in te schatten op basis van de gegevens die haar bekend zijn via de transmissienetbeheerder, Elia.

206. Het eerste budget (tariefvoorstel) dat door Elia werd ingediend, is het tariefvoorstel voor het jaar 2003, dd 22 november 2002. Het totale budget bedroeg €776,4 miljoen. De netto-productie voor 2003 werd geschat op 80.435.000 MWh. Dit geeft een (gemiddeld)¹¹⁵ transmissienettarief van €9,65/MWh. Echter, men dient zich af te vragen of het correct is om het volledige budget Elia gelijk te stellen met de bijdrage van de activiteit Koppeling-Overbrenging aan de exploitatiekostprijs PKO. Volgende tabel geeft een overzicht.

Tabel 34: Transmissiekost en PKO

	Elia	KO	Electrabel overhead of anders geregeld
Ondersteunende diensten	188,2		188,2
Vergoedingen infrastructuur derden	17,0	17,0	
Aankopen grote werken	42,0	42,0	
Andere goederen en diensten	104,7	104,7	
Personeel	109,3	109,3	
Afschrijvingen	99,7	99,7	
Provisies	8,7		8,7
Financiële lasten	99,1		99,1
Vennootschapsbelasting	57,6		57,6
Billijke marge	85,7		85,7
Totale kosten	812,1	372,8	439,3
Diverse ontvangsten & aansluitingen	35,7		35,7
Netto te dekken door nettarieven	776,4	372,8	403,6
€/MWh	9,65	4,63	5,02

(Bron: Elia)

¹¹⁵ Er kan een onderscheid gemaakt worden tussen vier klantengroepen: afname in de netten 380/220/150kV, afname transformatie naar 70/36/30kV, afname in de netten 70/36/30kV en afname transformatie naar Middenspanning.

207. In de eerste kolom wordt het budget Elia, en zijn belangrijkste samenstellende componenten, voor 2003 weergegeven. Vervolgens wordt dit budget verdeeld over elementen die vervat zaten in de vroegere activiteit 'KO' en elementen binnen 'P' of andere. Op die manier wordt van de oorspronkelijke €776,4 miljoen, €372,8 miljoen toegewezen aan de activiteit 'KO', t.t.z. €4,63/MWh. Deze waarde dient in mindering gebracht te worden van de €16,87/MWh, dit geeft €12,24/MWh als exploitatiekost. Dit ligt in de lijn van de inschatting die in de huidige studie werd bekomen €10,46/MWh - €14,18/MWh.

IV. CONCLUSIE

208. Met bovenstaande tekst heeft de CREG gevolg gegeven aan de vraag die zij op 11 maart 2009 van de Minister van Klimaat en Energie heeft ontvangen. De vraag was tweeledig; enerzijds het berekenen van de gemiddelde productiekost van de elektriciteitsproductie afkomstig van de nucleaire centrales in België; anderzijds het inschatten van de 'monopoliewinsten' die de nucleaire exploitant realiseert.

209. In eerste instantie werd in de tekst ingegaan op de verschillende kostconcepten. Er werd een duidelijk onderscheid gemaakt tussen de begrippen (directe) productiekosten en externe kosten.

210. Vervolgens werd overgegaan tot de analyse van de situatie in België. In de hypothesen werd aangehaald dat er wordt gestreefd naar het bepalen van een gemiddelde productiekost voor het jaar 2007. Dit omwille van het feit van de beschikbaarheid van betrouwbare gegevens op het moment van aanvang van de studie.

211. De gemiddelde productiekost wordt vervolgens opgedeeld in vier componenten: de brandstofkost, de exploitatiekost, de afschrijvingskost en de kost voor provisies.

212. Als brandstofkost wordt een waarde weerhouden van €5,60/MWh, dit op basis van cijfers opgeleverd door Electrabel via hun schrijven van 20 mei 2009.

213. Om de exploitatiekost te bepalen werden twee benaderingen weerhouden. Enerzijds werd vertrokken van de opgeleverde cijfers van Electrabel. Zij maken een onderscheid tussen personeelskosten (€3,31/MWh), onderhoudskosten (€7,02/MWh), administratiekosten (€3,58/MWh) en verzekeringskosten (€0,28/MWh). Dit geeft een totaal van €14,18/MWh als exploitatiekost.

214. Een tweede benadering vertrekt van het contract dat bestaat tussen Electrabel en SPE inzake de deelneming (*quote part*) van SPE in de vier eenheden Doel 3 en 4, Tihange 2 en 3. In 2007 bedroeg deze deelneming 4%. Op basis van de facturen tussen Electrabel en

SPE, en een presentatie van Electrabel aan SPE inzake deze *quote part* kon een gemiddelde exploitatiekost, exclusief onzekerheidsmarge en marge voor de nucleaire exploitant, bepaald worden van €10,46/MWh.

215. Samengevat, voor de exploitatiekost werd een *range* van €10,46/MWh - €14,18/MWh weerhouden.

216. De afschrijvingskost werd enerzijds bepaald op basis van de waarden die in de boekhouding konden worden teruggevonden (€0,42/MWh) en anderzijds opgeleverd door Electrabel (€1,10/MWh)

217. Tenslotte, voor de provisies dient een onderscheid gemaakt te worden tussen de provisies voor ontmanteling en de provisies voor het beheer van de bestraalde splijtstof. Beide provisies zijn opgebouwd uit een kapitaaldeel en een deel gegenereerde interesten. Als kost wordt enkel het kapitaaldeel relevant voor 2007 in rekening gebracht wat betreft de ontmantelingsprovisies. Voor de provisies voor het beheer van de bestraalde splijtstof werd geen waarde weerhouden. Dit omwille van het feit dat het kapitaaldeel van deze provisies reeds verrekend zit in de huurprijs die de nucleaire exploitant betaalt aan Synatom voor het gebruik van de splijtstof. Alles samen, geeft dit een kost voor provisies van €0,49/MWh.

218. Dit leidt tot een gemiddelde productiekost van €16,97/MWh tot €21,37/MWh. Deze waarde werd vervolgens getoetst aan internationale *benchmarks*. Daaruit blijkt dat de bekomen waarde nauw aansluit met hetgeen internationaal bekend is.

219. Deze gemiddelde productiekost wordt vervolgens uitgezet ten opzichte van de gemiddelde *forward wholesale* prijs in 2007, t.t.z. €59,52/MWh. Met andere woorden, de nucleaire exploitant realiseert op de verkoop van energie een marge van €38,15/MWh tot €42,55/MWh. Vermenigvuldigd met een nucleaire output van 45.852.946 MWh geeft dit voor het jaar 2007 een '*monopoliewinst*' van €1,749 miljard tot €1,951 miljard.

220. Verder werd ook aandacht besteed aan het begrip externe kost. Externe effecten zijn neveneffecten van een sociale of economische activiteit waarvan de kosten en baten niet bij de initiërende groep van de activiteit terecht komen. Het inschatten van dergelijke effecten is

een heel moeilijke zaak vermits ze vaak niet verhandeld worden op een markt, onderhevig zijn aan kansberekening, en de impact in de tijd moeilijk te bepalen is.

221. Voor het inschatten van de externe kosten van nucleaire energie werd een onderscheid gemaakt tussen de externe kosten gerelateerd tot de werking van de centrales enerzijds en kosten gerelateerd tot een mogelijk nucleair ongeval anderzijds. Voor beide categorieën werd een aantal scenario's geanalyseerd met veel aandacht voor het werk van ExternE, een project van de Europese Commissie werkzaam in deze materie.

222. Als externe kost werd €5,08/MWh weerhouden.

////

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

Guido Camps
Directeur

François Possemiers
Voorzitter van het Directiecomité

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1: Nucleair productiepark van België	12
Tabel 2: Output (MWh) nucleaire centrales 2002-2007	13
Tabel 3a: Brandstofkost (€) voor alle nucleaire centrales in België.....	16
Tabel 3b: Brandstofkost (€/MWh) voor alle nucleaire centrales in België	17
Tabel 4: <i>Quote part</i> SPE (4%) in productie (MWh, 2007)	17
Tabel 5: Brandstofkost 2007	18
Tabel 6: Personeelskost.....	23
Tabel 7: Overzicht regime NEA (OECD)	24
Tabel 8: Overzicht aansprakelijkheid NEA (OECD).....	25
Tabel 9: Situatie in België	27
Tabel 10: Aansprakelijkheidsverzekering (€).....	31
Tabel 11: Schadeverzekering.....	32
Tabel 12: Ongevallen en gezondheid.....	33
Tabel 13: Totale verzekeringskost (polis).....	33
Tabel 14: Totale verzekeringskost (Electrabel).....	34
Tabel 15: <i>Price Anderson Act</i>	36
Tabel 16: Onderhoudskosten.....	37
Tabel 17: Administratiekosten	37
Tabel 18: Totaal exploitatiekosten 2007 (Electrabel).....	38
Tabel 19: Totaal exploitatiekosten (Electrabel-SPE)	40
Tabel 20: Afschrijvingen.....	44
Tabel 21: Overzicht provisies (miljoen euro)	51
Tabel 22: Gemiddelde productiekost (€/MWh)	53
Tabel 23: Overzicht voor de open splijststofcyclus in België	61
Tabel 24: Externe kosten voor elektriciteitsproductie in de EU-landen (c€/kWh)	62
Tabel 25: Waarde voor het ongevalrisico voor de beschouwde scenario's.....	66
Tabel 26: Overzicht schade-en externe kosten bij zware ongevallen (€/MWh).....	67
Tabel 27: Overzicht schade kosten bij zware ongevallen (€/MWh).....	67
Tabel 28: Overzicht voor de open splijststofcyclus in België, met ongevallen	70
Tabel 29: Overzicht van externe kosten (€/MWh) voor verschillende landen in ExternE 199972	
Tabel 30: Overzicht van de externe en directe productiekosten (€/MWh) voor elektriciteitsproductie in diverse Europese landen.....	72

Tabel 31: Externe kosten voor Vlaanderen (in €/MWh)	73
Tabel 32: Overzicht van de waarden (€/MWh) van de diverse studies	74
Tabel 33: Verschil parameters	78
Tabel 34: Transmissiekost en PKO	80

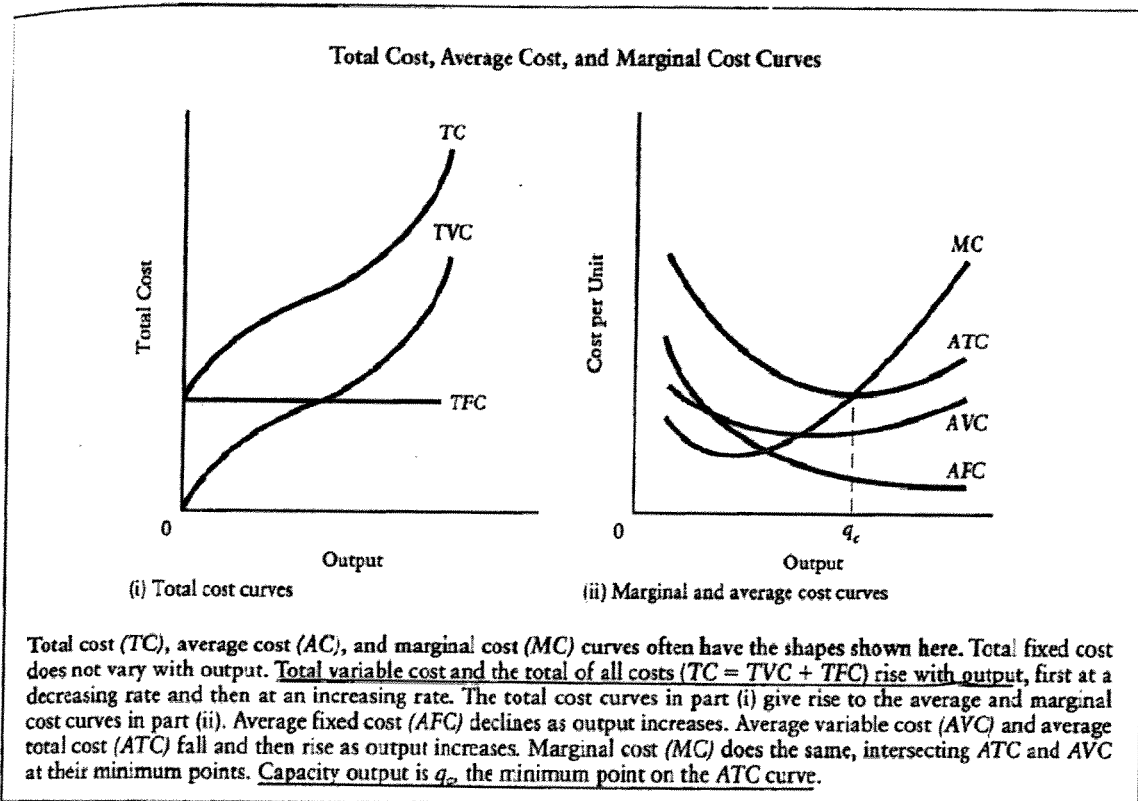
LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1: Overzicht kostcomponenten nucleair.....	10
Figuur 2: Splijtstofcyclus	14
Figuur 3: Gemiddelde aankooprijzen uranium EU & USA	19
Figuur 4: Brandstofkost: België vs USA (2007)	21
Figuur 5: Afschrijvingsdotaties nucleaire eenheden	45
Figuur 6: Ontmantelingsfonds (MBEF 1999)	49
Figuur 7: <i>Impact Pathway Analysis</i>	57
Figuur 8: Overzicht niet-verzekerde risico (€/MWh).....	68
Figuur 9: Overzicht van de diverse studies betreffende schadekosten van nucleaire ongevallen	69
Figuur 10: Prijsvorming op de vrijgemaakte markt.....	75
Figuur 11: Wholesale Forward prijzen 2007 (€/MWh).....	77

BIJLAGE 1:

PRODUCTIEKOSTEN

Volgende figuur geeft de verhouding weer tussen totale, gemiddelde en marginale kosten.



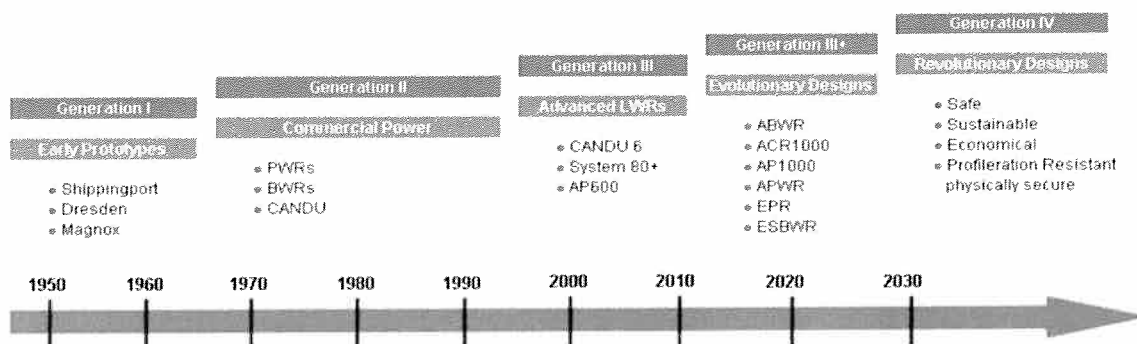
Bron: Lipsey et al., Economics, Twelfth Edition

Uit de eerste grafiek kan men afleiden dat de totale vaste kosten (TFC) niet variëren met de output. Vertrekkende van de totale kostencurves uit figuur (i) bekomt men de curves in figuur (ii). De marginale kostencurve (MC) snijdt de gemiddelde totale kostencurve (ATC) en de gemiddelde variabele kostencurve (AVC) in hun minimum. De output is in dit geval q_c .

BIJLAGE 2:

PRESSURIZED WATER REACTOR (PWR)

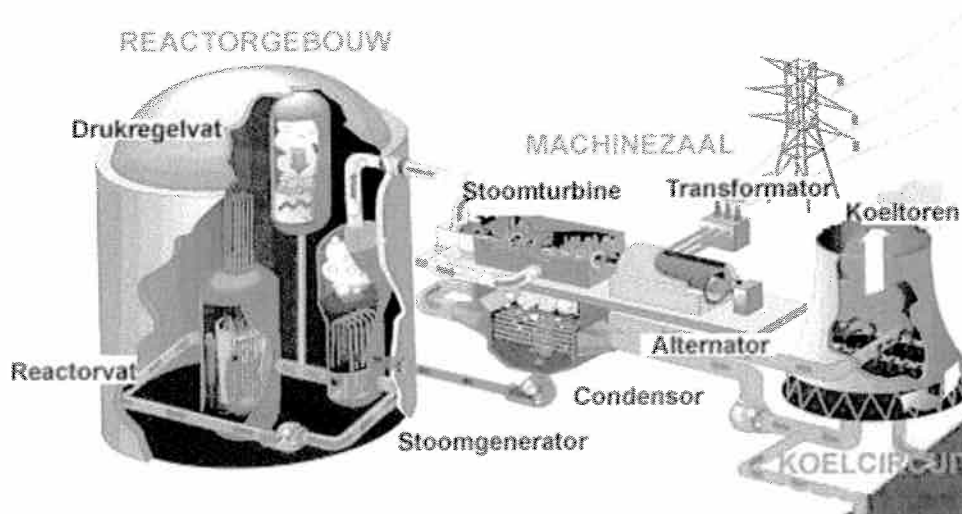
Het type kernreactor dat in België gebruikt wordt voor de elektriciteitsopwekking is de Pressurized Water Reactor (PWR; drukwaterreactor, hogedrukreactor). Dit type reactor behoort tot de tweede generatie kernreactoren, zoals uit onderstaande figuur kan afgeleid worden.



Bron: Generation IV International Forum

Wereldwijd is 65% van het nucleaire park van het type PWR (2004). De naam vindt zijn oorsprong in de noodzaak om in de primaire koelkring een hoge druk aan te houden om te beletten dat het water gaat koken.

Volgende figuur geeft een overzicht van de werking van een kerncentrale:



(Bron: Infolder Electrabel: Kerncentrales, solide en veilig)

Het werkingsschema van een kerncentrale is sterk analoog aan dat van een klassieke, thermische centrale die draait op fossiele brandstoffen. Het grote verschil is dat bij een kerncentrale de warmte op een andere manier wordt opgewekt.

De warmte wordt vrijgemaakt door een splijtingsproces in de splijtstofstaven die in het reactorvat staan. Die splijtstofstaven zijn lange metalen stiften waarin keramische tabletten worden geplaatst. In die keramische tabletten wordt dan weer verrijkt uranium geperst. Het zijn die uraniumatomen die beschoten worden met neutronen waardoor massa vrijkomt die in (warmte-)energie wordt omgezet.

De warmte uit de reactorkern wordt afgegeven aan het water dat in de *primaire kring* stroomt en een temperatuur van gemiddeld 300°C haalt. Het gaat echter niet koken dankzij het drukregelvat. In de stoomgenerator vindt warmte-uitwisseling plaats tussen het verhitte water van de primaire kring en water dat stroomt in de *secundaire kring* (beide kringen hermetisch van elkaar afgesloten). De gegenereerde stroom drijft de turbines aan, waar de warmte-energie overgaat in bewegingsenergie. De turbine is gekoppeld aan een alternator die de bewegingsenergie omzet in elektriciteit, bestemd voor het hoogspanningsnet.

De gebruikte stoom wordt afgekoeld door het koelwater uit de *tertiaire kring*. Het gebruikte, opgewarmde koelwater wordt naar de koeltoren gestuurd waar het door natuurlijke luchtcirculatie terug wordt afgekoeld.

BIJLAGE 3: DETAIL AANREKENING BRANDSTOFKOST: ELECTRABEL AAN SPE

Datum	Doel 3	Doel 4	Tihange 2	Tihange 3	Totaal
Januari					
Productie	30.055,12	29.039,98	29.494,67	21.911,08	110.500,85
Amont	151.177,25	150.427,10	184.046,74	124.235,82	609.886,91
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	207.890,57	198.787,65	246.321,08	185.350,67	838.349,97
BTW	43.657,02	41.745,41	51.727,43	38.923,64	176.053,49
Februari					
Productie	27.265,00	26.809,40	27.273,63	26.841,05	108.189,08
Amont	137.142,95	138.872,69	170.187,45	152.188,75	598.391,84
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	193.856,27	187.232,24	232.461,79	213.303,60	826.854,90
BTW	40.709,82	39.318,98	48.816,98	44.793,76	173.639,53
Maart					
Productie	30.117,44	29.850,08	30.050,87	30.079,18	120.097,57
Amont	151.490,72	154.623,41	187.517,43	170.548,95	664.180,51
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	208.204,04	202.983,96	249.791,77	231.663,80	892.643,57
BTW	43.722,85	42.626,63	52.456,27	48.649,40	187.455,15
April					
Productie	29.064,12	27.706,84	28.787,48	27.339,06	112.897,50
Amont	146.192,52	143.521,43	179.633,88	155.012,47	624.360,30
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	202.905,84	191.881,98	241.908,22	216.127,32	852.823,36
BTW	42.610,23	40.295,22	50.800,73	45.386,74	179.092,91
Mei					
Productie	29.915,52	29.553,72	29.621,72	30.013,35	119.104,31
Amont	150.475,07	153.088,27	184.839,53	170.175,69	658.578,56
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	207.188,39	201.448,82	247.113,87	231.290,54	887.041,62
BTW	43.509,56	42.304,25	51.893,91	48.571,01	186.278,74
Juni					
Productie	27.040,40	28.285,32	28.449,44	27.566,01	111.341,17
Amont	136.013,21	146.517,96	177.524,51	156.299,28	616.354,96
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	192.726,53	194.878,51	239.798,85	217.414,13	844.818,02
BTW	40.472,57	40.924,49	50.357,76	45.656,97	177.411,78
Juli					
Productie	-	29.183,12	29.609,56	29.867,92	88.660,60
Amont	-	151.168,56	184.763,65	169.351,11	505.283,32
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	56.713,32	199.529,11	247.037,99	230.465,96	733.746,38
BTW	11.909,80	41.901,11	51.877,98	48.397,85	154.086,74
Augustus					
Productie	22.249,12	28.583,20	29.384,56	27.437,37	107.654,25
Amont	123.705,11	160.065,92	203.341,16	172.581,06	659.693,25
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	180.418,43	208.426,47	265.615,50	233.695,91	888.156,31
BTW	37.887,87	43.769,56	55.779,25	49.076,14	186.512,82
September					
Productie	28.817,08	28.398,04	28.541,26	7.062,02	92.818,40
Amont	160.222,96	159.029,02	197.505,52	44.420,11	561.177,61
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	216.936,28	207.389,57	259.779,86	105.534,96	789.640,67
BTW	45.556,62	43.551,81	54.553,77	22.162,34	165.824,54
Oktober					
Productie	26.318,28	29.569,04	29.721,87	17.547,57	103.156,76
Amont	146.329,64	165.586,62	205.675,34	110.374,22	627.965,82
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	203.042,96	213.947,17	267.949,68	171.489,07	856.428,88
BTW	42.639,02	44.928,91	56.269,43	36.012,70	179.850,06
November					
Productie	26.971,16	28.301,24	29.052,63	28.319,48	112.644,51
Amont	149.959,65	158.486,94	201.044,20	178.129,53	687.620,32
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	206.672,97	206.847,49	263.318,54	239.244,38	916.083,38
BTW	43.401,32	43.437,97	55.296,89	50.241,32	192.377,51
December					
Productie	30.070,48	24.077,38	30.075,05	19.591,76	103.814,67
Amont	167.191,87	134.833,33	208.119,35	123.232,17	633.376,71
Avail	56.713,32	48.360,55	62.274,34	61.114,85	228.463,06
Subtotaal	223.905,19	183.193,88	270.393,69	184.347,02	861.839,77
BTW	47.020,09	38.470,71	56.782,67	38.712,87	180.986,35
Subtotaal Amont (€)	1.619.900,94	1.816.221,25	2.284.198,75	1.726.549,16	7.446.870,10
Subtotaal Avail (€)	680.559,84	580.326,60	747.292,08	733.378,20	2.741.556,72
Subtotaal (€)	2.300.460,79	2.399.229,31	3.031.490,83	2.459.927,36	10.191.108,29
Regularisatie amont***	93.465,33	85.644,23	140.276,13	121.765,94	441.151,63
Regularisatie avail****	74.927,68	82.713,19	85.192,51	71.445,66	314.279,04
Totaal (€)	2.318.998,44	2.402.160,35	3.086.574,45	2.510.247,64	10.317.980,88
BTW (€)	483.086,77	504.401,26	636.613,07	516.584,75	2.140.695,85
Regularisatie amont BTW	-	-	-	-	92.641,84
Regularisatie avail BTW	-	-	-	-	65.998,60
Totaal BTW (€)	-	-	-	-	2.167.339,09
Productie (MWh)*	307.883,72	339.875,02	350.062,74	293.575,85	1.291.397,33
Kost (€/MWh)**	7,53	7,07	6,82	8,55	7,99

*Rechtzetting Februari voor Doel 4 (Januari): Productie : 517,657 MWh.
Cout amont €2.681,46. Cout avail €0. BTW €563,11.

** Exclusief BTW

*** Interesten (€6.543,36) niet meegerekend

**** Interesten (€5.316,83) niet meegerekend

Aan het eind van elk jaar worden een aantal rechtzettingen gedaan met betrekking tot de *coût amont* en de *coût aval*. Dit is omdat de facturatie gebeurt op basis van voorafbepaalde forfaits. Zoals men kan vaststellen wordt voor de *coût aval* elke maand hetzelfde bedrag aangerekend. De noodzakelijke rechtzetting die voor de *coût aval* dient te gebeuren, voeren we uit op basis van de creditnota 10001444-60004894 van Electrabel aan SPE (21.12.2007) waarin in bijlage de regularisatie voor 2007 wordt meegedeeld.

Voor de *coût amont* is dat niet anders, behalve dat het hier een uitdrukking betreft in €/MWh. De volgende forfaits werden in 2007 weerhouden:

- Doel 3: 5,03 €/MWh (januari 2007 – juli 2007); 5,56 €/MWh (rest 2007)
- Doel 4: 5,18 €/MWh (januari 2007 – juli 2007); 5,60 €/MWh (rest 2007)
- Tihange 2: 6,24 €/MWh (januari 2007 – juli 2007); 6,92 €/MWh (rest 2007)
- Tihange 3: 5,67 €/MWh (januari 2007 – juli 2007); 6,29 €/MWh (rest 2007)

Voor de *coût amont* is de aanpassing in de tabel doorgevoerd. Op basis van de factuur 10000915-60004349 van Electrabel aan SPE kan gesteld worden dat SPE voor de eerste 7 maanden van 2007 nog een extra bedrag dient te betalen van €441.151,63 (BTW: €92.641,84). Dit omwille van de te lage forfait aangerekend gedurende die periode.

BIJLAGE 4:

CONVENTIE VAN PARIJS

Hieronder worden de vijf principes van de Conventie van Parijs inzake nucleaire aansprakelijkheid (29/07/1960) uiteengezet:

1. *Strict liability* (Verdrag van Parijs, art. 3a)

De exploitant van een kerninstallatie is, overeenkomstig dit Verdrag, aansprakelijk voor:
(i) elke schade toegebracht aan personen;
(ii) elke schade toegebracht aan goederen of vermogen, met uitzondering van, indien wordt bewezen dat bedoelde schade (hierna te noemen "schade") is veroorzaakt door een kernongeval dat zich heeft voorgedaan in die installatie of waarbij nucleaire stoffen afkomstig uit die installatie waren betrokken, behoudens het bepaalde in artikel 4,
(1) de kerninstallatie zelf en de andere kerninstallaties, zelfs indien deze in aanbouw zijn, die zich bevinden op het terrein waar die installatie is gelegen;
(2) de goederen die zich bevinden op dat terrein en die worden gebruikt of bestemd zijn om te worden gebruikt in verband met één van die installaties.

Een slachtoffer dient aldus niet te bewijzen dat de nucleaire operator een fout zou gepleegd hebben.

De exploitant is niet aansprakelijk voor schade veroorzaakt door een kernongeval dat rechtstreeks te wijten is aan een gewapend conflict, vijandelijkheden, burgeroorlog, opstand of - tenzij de wetgeving van een Verdragsluitende partij op wier grondgebied diens kerninstallatie is gelegen het tegendeel bepaalt - een ernstige natuurramp van uitzonderlijke aard. (Verdrag van Parijs, art. 9)

De nucleaire operator is wel aansprakelijk voor schade veroorzaakt door een terroristische aanslag.

2. *Legal channeling of the liability to the nuclear operator* (Verdrag van Parijs, art. 6a, b & f)

Het recht op vergoeding van schade ontstaan door een kernongeval kan slechts worden uitgeoefend tegen een exploitant die overeenkomstig dit Verdrag aansprakelijk is voor de schade of, indien het volgens het nationale recht mogelijk is de verzekeraar of andere persoon, die de volgens artikel 10 vereiste financiële zekerheid heeft gesteld, rechtstreeks aan te spreken, jegens de verzekeraar of die andere persoon.

Tenzij in dit artikel anders is bepaald, is niemand anders aansprakelijk voor schade veroorzaakt door een kernongeval; deze bepaling laat echter onverlet de toepassing van internationale overeenkomsten op het gebied van het vervoer, die op de datum van dit Verdrag van kracht zijn of open staan ter ondertekening, bekrachtiging of toetreding.

De exploitant heeft slechts recht van verhaal:

(i) indien de door een kernongeval veroorzaakte schade het gevolg is van een handelen of nalaten met het opzet schade te veroorzaken, op de natuurlijke persoon die met dat opzet heeft gehandeld of nagelaten heeft te handelen;

(ii) indien en voor zover dit uitdrukkelijk bij overeenkomst is bepaald.

Dit artikel heeft 2 belangrijke implicaties tot gevolg. Ten eerste kan enkel de operator van een nucleaire centrale aansprakelijk worden gesteld bij een kernongeval zoals gestipuleerd in artikel 3 van het Verdrag van Parijs. Ten tweede kan niemand anders dan de nucleaire operator aansprakelijk worden gesteld vermits de operator in principe geen recht heeft op verhaal.

3. *Limitation of liability (Verdrag van Parijs, art. 7a & b)*

Het totaal der vergoedingen te betalen voor door een kernongeval veroorzaakte schade zal het overeenkomstig dit artikel vastgestelde maximumbedrag der aansprakelijkheid niet overschrijden.

Het maximumbedrag waarvoor de exploitant aansprakelijk is in verband met door een kernongeval veroorzaakte schade bedraagt 15.000.000 bijzondere trekkingsrechten (€16.101.900¹¹⁶) zoals deze door het Internationale Monetaire Fonds zijn omschreven en door dit Fonds worden gebruikt voor zijn eigen verrichtingen en transacties (hierna te noemen "bijzondere trekkingsrechten").

Evenwel,

(i) kan een Verdragsluitende Partij met inachtneming van de mogelijkheden welke de exploitant heeft om de ingevolge artikel 10 vereiste verzekering af te sluiten of andere financiële zekerheid te verkrijgen, bij de wet een hoger of lager bedrag vaststellen;

(ii) kan een Verdragsluitende Partij gelet op de aard van de desbetreffende kerninstallatie of van de desbetreffende nucleaire stoffen alsmede op de te verwachten gevolgen van een ongeval waarbij deze betrokken zijn, een lager bedrag vaststellen, met dien verstande, dat de aldus vastgestelde bedragen in geen geval lager mogen zijn dan 5.000.000 bijzondere trekkingsrechten (€5.367.300). De bovengenoemde bedragen mogen worden omgerekend in de nationale munteenheid in ronde bedragen.

De beperking van aansprakelijkheid werd noodzakelijk geacht om de ontwikkeling van de nucleaire energiemarkt niet te belemmeren. Onbeperkte aansprakelijkheid zou immers leiden tot het faillissement van de nucleaire operator, zonder substantiële bijdrage tot de compensatie voor de vergoeding voor de veroorzaakte schade.

4. *Compulsory insurance (Verdrag van Parijs, art.8)*

Het recht op schadevergoeding krachtens dit Verdrag vervalt indien niet binnen tien jaar na de datum van het kernongeval een rechtsvordering is ingesteld. De nationale wetgeving kan evenwel een langere termijn dan tien jaar vaststellen indien de Verdragsluitende Partij op wier grondgebied de kerninstallatie van de aansprakelijke exploitant is gelegen, maatregelen heeft genomen om de aansprakelijkheid van die exploitant te dekken met betrekking tot alle rechtsvorderingen voor schadevergoeding welke zijn ingesteld tijdens de verlengingstermijn na het verstrijken van de termijn van tien jaar: een dergelijke verlenging van de vervaltermijn zal echter in elk geval onverlet laten het recht op schadevergoeding krachtens dit Verdrag van eenieder die een rechtsvordering tegen de exploitant vóór het verstrijken van de termijn van tien jaar heeft ingesteld terzake van schade aan personen.

¹¹⁶ Via de website van het Internationaal Monetair Fonds (IMF) werd de waarde van deze trekkingsrechten omgerekend naar € aan de hand van de wisselkoers per 31 december 2007: SDR 1 = €1,073460.

http://www.imf.org/external/np/fin/data/rms_mth.aspx?SelectDate=2007-12-31&reportType=CVSDR

De aansprakelijkheid van de nucleaire operator is eveneens beperkt in de tijd. De contracterende partijen kunnen de limiet van 10 jaar evenwel verlengen, op voorwaarde dat de aansprakelijkheid van de nucleaire operator gedekt is door een verzekering of een andere financiële garantie.

5. *Exclusive jurisdiction of one court* (Verdrag van Parijs, art. 13)

Tenzij in dit artikel anders is bepaald kunnen rechtsvorderingen ingevolge de artikelen 3, 4, 6(a) en 6(e) uitsluitend worden ingesteld bij de bevoegde rechters van de Verdragsluitende Partij op wier grondgebied het kernongeval heeft plaatsgevonden.

In gevallen waarin een kernongeval plaatsvindt buiten het grondgebied van de Verdragsluitende Partijen of in gevallen waarin de plaats van het kernongeval niet met zekerheid kan worden vastgesteld zijn uitsluitend bevoegd de rechters van de Verdragsluitende Partij op wier grondgebied de kerninstallatie van de aansprakelijke exploitant is gelegen.

Indien overeenkomstig lid (a) of (b) van dit artikel rechters van meer dan een Verdragsluitende Partij bevoegd zouden zijn, zijn bevoegd:

(i) in geval het kernongeval zich voordoet deels buiten het grondgebied van een Verdragsluitende Partij, en deels op het grondgebied van een enkele Verdragsluitende Partij, de rechters van die Verdragsluitende Partij, en

(ii) in elk ander geval de rechters van de Verdragsluitende Partij die op verzoek van een betrokken Verdragsluitende Partij door het in artikel 17 bedoelde Tribunaal is aangewezen als de Partij die het nauwst bij de zaak is betrokken.

Indien op tegenspraak gewezen vonnissen of verstekvonnissen van de overeenkomstig dit artikel bevoegde rechter uitvoerbaar zijn geworden krachtens het door die rechter toegepaste recht, worden zij uitvoerbaar op het grondgebied van elke andere Verdragsluitende Partij zodra de door de betrokken Verdragsluitende Partij vereiste formaliteiten zijn vervuld. De feiten van de zaak mogen niet opnieuw aan een onderzoek worden onderworpen. Voorgaande bepalingen zijn niet van toepassing op vonnissen die nog slechts uitvoerbaar zijn bij voorraad.

Indien tegen een Verdragsluitende Partij een rechtsvordering krachtens het Verdrag is ingesteld, is het die Verdragsluitende Partij niet toegestaan voor de overeenkomstig dit artikel bevoegde rechter een beroep te doen op onschendbaarheid ten aanzien van rechtsvervolging, behoudens met betrekking tot maatregelen ter tenuitvoerlegging.

BIJLAGE 5: PROVISIES SITUATIE 2000

ONTMANTELING (begin bij i.i.+ 40 jaar)

Beschikbare bedragen bij i.i. + 30 jaar (MBEF 1999)						
Doel 1+2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Totaal
2005	2012	2015	2005	2013	2015	
12.309	8.702	9.241	10.747	8.495	9.368	58.862

Ontmantelingsvoorziening

i.i. + 30 jaar

Mechanisme conform de van kracht zijnde aanbevelingen

Beschikbare bedragen bij i.i. + 30 jaar (MBEF 1999)						
Doel 1+2	Doel 3	Doel 4	Tihange 1	Tihange 2	Tihange 3	Totaal
2005	2012	2015	2005	2013	2015	
9.084	9.133	10.702	7.295	8.837	10.452	55.502
7.658	7.790	9.040	6.183	7.466	8.828	46.966
10.020	10.150	11.799	8.035	9.742	11.524	61.271
8.491	8.722	10.016	6.841	8.272	9.782	52.125

i.i. + 30 jaar

Lage hypothese 15%

actualisering tegen 3 %

actualisering tegen 4 %

Hoge hypothese 25%

actualisering tegen 3 %

actualisering tegen 4 %

BIJLAGE 6:

EXTERNE KOSTEN EN IMPACT ANALYSE

EXTERNAL COSTS OF ENERGY AND TRANSPORT: IMPACT PATHWAYS OF HEALTH AND ENVIRONMENTAL EFFECTS INCLUDED IN THE ANALYSIS		
Impact Category	Pollutant / Burden	Effects
Human Health – mortality	PM ₁₀ ^a , SO ₂ NO _x , O ₃ Benzene, Benzo-[a]-pyrene 1,3-butadiene Diesel particles	Reduction in life expectancy Cancers
	Noise Accident risk	Loss of amenity, impact on health Fatality risk from traffic and workplace accidents
Human Health – morbidity	PM ₁₀ , O ₃ , SO ₂ PM ₁₀ , O ₃ PM ₁₀ , CO Benzene, Benzo-[a]-pyrene 1,3-butadiene Diesel particles PM ₁₀	Respiratory hospital admissions Restricted activity days Congestive heart failure Cancer risk (non-fatal) Cerebro-vascular hospital admissions Cases of chronic bronchitis Cases of chronic cough in children Cough in asthmatics Lower respiratory symptoms
	O ₃ Noise Accident risk	Asthma attacks Symptom days Myocardial infarction Angina pectoris Hypertension Sleep disturbance Risk of injuries from traffic and workplace accidents
Building Material	SO ₂ Acid deposition Combustion particles	Ageing of galvanised steel, limestone, mortar, sand-stone, paint, rendering, and zinc for utilitarian buildings Soiling of buildings
Crops	NO _x , SO ₂ O ₃ Acid deposition	Yield change for wheat, barley, rye, oats, potato, sugar beet Yield change for wheat, barley, rye, oats, potato, rice, tobacco, sunflower seed Increased need for liming
Global Warming	CO ₂ , CH ₄ , N ₂ O, N, S	World-wide effects on mortality, morbidity, coastal impacts, agriculture, energy demand, and economic impacts due to temperature change and sea level rise
Amenity losses	Noise	Amenity losses due to noise exposure
Ecosystems	Acid deposition, nitrogen deposition	Acidity and eutrophication (avoidance costs for reducing areas where critical loads are exceeded)

^a particles with an aerodynamic diameter < 10 µm, including secondary particles (sulphate and nitrate aerosols)

BIJLAGE 7:

EXTERNE: ERNSTIGE KERNONGEVALLLEN

	Default Costs	
Evacuation / Relocation		
Unit transport cost (private, public)		
- evacuation / relocation	5 / 25	ECU/cap
Unit accommodation cost		
- evacuation	15	ECU/cap.day
- relocation	1,150	ECU/cap.y
Unit costs loss-of-income	15,150	ECU/cap.y
Unit costs lost capital service		
- non-residential	8,650	ECU/cap
- housing	40,650	ECU/cap
- land	10,000,000	ECU/km ²
- consumer durables	17,500	ECU/cap
Recovery time	2	y
Interest time	5	%
Discount rate	7	%
Depreciation rate		
- non- resident / housing / consumer durable	16 / 2 / 16	%
Decontamination		
Unit decontamination costs	3,600,000	ECU/km ²
Food Bans		
Unit costs loss-of-agricultural production (1st value: gross output, 2nd value: GDP-value)		
- crops	0.17 / 0.09	ECU/kg.y
- livestock	1.32 / 0.71	ECU/kg.y
- milk	0.33 / 0.18	ECU/kg.y
Unit costs lost service of agricultural capital (1st value: non-residential, 2nd value: housing)		
- crops	0.16 / 0.23	ECU/kg
- livestock	1.25 / 1.81	ECU/kg
- milk	0.31 / 0.45	ECU/kg
Disposal costs		
- crops	0	ECU/kg
- livestock	0	ECU/kg
- milk	0.03	ECU/kg

BIBLIOGRAFIE

Literatuur

- AMERICAN NUCLEAR SOCIETY, 2005, The Price-Anderson Act, Background Information
- BONDUELLE, A., et LEFEVRE, M., Débat sur l'Energie et les Tensions Environnementales (DETENTE) « Eole ou Pluton ? » 2003, Rapport commandité par Greenpeace, 2003, 67p.
- CE DELFT, 2007, Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland: De vergeten kosten in beeld, 122p
- CE DELFT, 2008, Externe kosten van kernenergie: Hoe zwaar wegen calamiteiten?, Eindrapport, 31p
- CHARPIN, J.M., et al, 2000, Rapport au Premier ministre, étude économique prospective de la filière électrique nucléaire, 274p
- DAVIDSON, M.D., A Social Discount Rate for Climate Damage to Future Generations Based on Regulatory Law, p.55-72
- DE VRIJBRIEF, 1995/3, <http://www.libertarian.nl/vrijbrief-archief/pdf/vrijbrief1995-3.pdf>
- EYCKMANS, J. & PEPERMANS, G., 2003, Is er een toekomst voor kernenergie in België?, CES KU Leuven, 15p.
- EUROPEAN COMMISSION, 1995, Directorate-General XII, Science, Research and Development, Externe, Externalities of Energy Vol. 5: Nuclear, p333
- EXTERNE, Externalities of Energy - Volume 5 - Nuclear, European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>
- EXTERNE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>
- EXTERNE, Study: External Costs - Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport, European Commission, 2003; <http://www.externe.info/>
- EXTERNE, Externalities of energy - methodology 2005 update, European Commission, 2005; <http://www.externe.info/>
- GREENPEACE, 2005, Factsheet 5, Hoge maatschappelijke kost van kernenergie
- GREENPEACE, 2009, Het onverzekerde risico van kerncentrales: de risico's voor de bevolking, de winsten voor Electrabel,
- IEA, International Energy Agency, 2010, Projected Costs of Generating Electricity, 215p
- KPMG, 2007, Belgian Nuclear power plants: impact of prolonged operational lifetime, 29p
- LAES, E., et al, 2007, Kernenergie (on)besproken, Acco, p.367

- LIPSEY, R.G., et al, 1999, Economics, Twelfth Edition, Addison Wesley Longman, p840
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT), 2003, The Future of Nuclear Power, 170p
- MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY (MIT), 2009, Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power, p18
- NUCLEAR ENERGY INSTITUTE, 2009, Price-Anderson Act provides effective nuclear Insurance at no cost to the public,
<http://www.nei.org/keyissues/safetyandsecurity/factsheets/priceandersonact>
- NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY, 1995, A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, p96
- OECD, 2003, Nuclear Electricity Generation: What are the external costs?
- SEVENSTER, M.N., et al., 2007, Nieuwe elektriciteitscentrale in Nederland - De 'vergeten kosten in beeld'
- SEVENSTER, M.N., 2008, Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen calamiteiten?
- SYNATOM, Jaarverslag 2007
- THOMAS, S. et al, 2007, The economics of nuclear power - Research report
- UNIVERSITE LIBRE de BRUXELLES (ULB), The External costs of Electricity Generation
- VANDENBORRE, T., & FAURE, M.G., 2008, Compensating nuclear damage: a comparative economic analysis of the US and international liability schemes
- VITO, 2005, Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen
- Wet van 22 juli 1985 betreffende de wettelijke aansprakelijkheid op het gebied van de kernenergie.
<http://navigator.emis.vito.be/milnav-consult/plainWettekstServlet?wettekstId=315&lang=nl>
- WYOMING DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL QUALITY, Price Anderson Act, Background and principles of nuclear power plant financial assurance,
<http://deq.state.wy.us/out/downloads/Price%20Anderson%20Act.pdf>

Websites

- The International Atomic Energy Agency <http://www.iaea.org>
- The Nuclear Energy Agency <http://www.nea.fr>;
- Syndicat belge d'assurance nucléaires <http://www.syban.be>
- ExternE, Europese Commissie, <http://www.externe.info/>