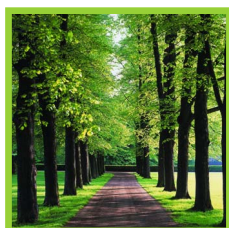
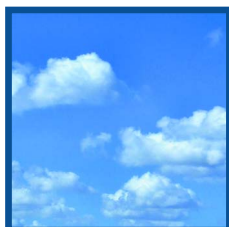


Schadekosten van huidige en toekomstige elektriciteitsproductie in Vlaanderen

Schadekosten en inschatting aandeel externe kosten



Studie uitgevoerd in opdracht van
MIRA, Milieurapport Vlaanderen

Onderzoeksrapport

MIRA/2011/02, maart 2011

Schadekosten van huidige en toekomstige elektriciteitsproductie in Vlaanderen

Schadekosten en inschatting aandeel externe kosten

Wouter Nijs, Pieter Lodewijks, Erik Laes,
Unit Transitie Energie en Milieu,
VITO NV

Stuurgroepleden:

Johan Brouwers, Nathalie Dewolf, MIRA/VMM

Steven Harlem, FEBEG

Bruno Hoornaert, Federaal Planbureau

**Studie uitgevoerd in opdracht van MIRA,
Milieurapport Vlaanderen**

MIRA/2011/02

Maart 2011



Dit rapport verschijnt in de reeks MIRA Ondersteunend Onderzoek van de Vlaamse Milieumaatschappij. Deze reeks bevat resultaten van onderzoek gericht op de wetenschappelijke onderbouwing van het Milieuraapport Vlaanderen.

Dit rapport is ook beschikbaar via www.milieurapport.be

Contactadres:

Vlaamse Milieumaatschappij
Milieurapportering (MIRA)
Van Benedenlaan 34
2800 Mechelen
tel. 015 45 14 61
mira@vmm.be

D/2011/6871/015
ISBN 978-908040204-1
NUR 973/943

Inhoudstafel

Samenvatting	9
Summary	16
Inleiding	19
Hoofdstuk 1. Kengetallen schadekosten elektriciteitsproductie	22
1.1. <i>Overzicht begrippen</i>	22
1.2. <i>Het gebruik van de kostbegrippen in beleid</i>	23
1.3. <i>Het berekenen van schadekosten</i>	24
1.4. <i>Overzicht kengetallen schadekosten</i>	27
1.5. <i>Luchtverontreinigende stoffen: gezondheid, landbouwgewassen, bouwmaterialen en biodiversiteit</i>	30
1.6. <i>Emissies naar lucht van zware metalen</i>	31
1.7. <i>Broeikasgassen</i>	32
1.8. <i>Emissies van radioactieve stoffen en risico's bij de berging van afval</i>	32
1.9. <i>Biodiversiteit ten gevolge van landgebruik</i>	35
1.10. <i>Ongevallen</i>	36
1.11. <i>Geluidshinder en visuele hinder bij windmolens</i>	42
1.12. <i>Visuele hinder en andere impacts bij transport en distributie van elektriciteit.</i>	42
Hoofdstuk 2. Schadekosten van referentietechnologieën	44
2.1. <i>Impacts over de volledige levenscyclus van de elektriciteitsproductie</i>	44
2.2. <i>Technologiebeschrijving</i>	45
2.3. <i>Aannames</i>	46
2.4. <i>Voorstelling van de resultaten</i>	47
2.5. <i>Overzicht van de schadekosten van de referentietechnologieën</i>	47
2.6. <i>Vergelijking met Europese studie</i>	54
2.7. <i>Private kosten of productiekosten, en totale sociale kosten</i>	55
2.8. <i>Conclusie</i>	59
Hoofdstuk 3. Internalisatie schadekosten	60
3.1. <i>Verband tussen externe kost en schadekost: internalisatiegraad</i>	60
3.2. <i>Internalisatie schadekosten huidige elektriciteitproductie</i>	60

3.3.	Analyse externe kosten in 2030	63
3.4.	Conclusies	65
Hoofdstuk 4.	Overzicht totale schadekosten huidige productie	66
4.1.	Gebruik schadekosten	66
4.2.	Schadekosten voor de productie en het gebruik van elektriciteit in 2000, 2005 en 2008	66
Hoofdstuk 5.	Scenario's toekomstige Schadekosten	70
5.1.	Methode	70
5.2.	Schadekost van het REF, EUBis en VISIbis scenario	71
5.3.	Onzekerheid schadekosten en niet gekwantificeerde effecten.	75
5.4.	Conclusie	80

Lijst van tabellen

Tabel 1: Overzicht van de totale gemiddelde schadekosten voor de 3 scenario's in 2020 en 2030, waarbij met een standaardafwijking van factor ± 3 op de schadekost van luchtpolluenten en met een factor ± 5 voor BKG werd gerekend t.o.v. de centrale schatting. _____	14
Tabel 2: Een overzicht van enkele belangrijke begrippen _____	22
Tabel 3: Een overzicht van de belangrijkste polluenten en impacts. _____	27
Tabel 4: Overzicht kengetallen (impacts naast het blauw werden gekwantificeerd) . _____	27
Tabel 5: Samenvattende tabel voor kengetallen voor schadekosten van emissies naar lucht in 2010 (in keuro ₂₀₀₉ /ton emissie). _____	31
Tabel 6: Samenvattende tabel voor kengetallen voor schadekosten van emissies naar lucht in 2020 (in keuro ₂₀₀₉ /ton emissie). _____	31
Tabel 7: Schadekosten voor effecten op gezondheid van emissies naar lucht van zware metalen en dioxines volgens EcoSense web. _____	31
Tabel 8: Kengetallenreeks voor schadekosten van de voornaamste broeikasgassen 2010-2050. ____	32
Tabel 9: De bijdrage in % per Sv effectieve dosis voor effecten bij lage dosissen en lage dosistempo's. _____	33
Tabel 10: Schema BTB en sociale discontovoet _____	34
Tabel 11: Blootstellingsfactor voor radionuclides _____	35
Tabel 12: Schadekost voor landgebruik in €2000/m ² (bron:DLR, 2009) _____	36
Tabel 13: Overzicht van de schadekosten van ongevallen (euro/MWh). _____	36
Tabel 14: Overzicht van de externe kosten van ongevallen (euro/MWh). _____	37
Tabel 15: Overzicht van de internalisatiegraad _____	37
Tabel 16: Overzicht van de schadekosten van transmissie- en distributie _____	43
Tabel 17: De verschillende impacts per energiedrager. _____	44
Tabel 18: Overzicht referentietechnologieën _____	46
Tabel 19: Overzicht van de verschillende impacts _____	47
Tabel 20: Top tien van de technologieën met de laagste schadekosten in 2030 [€/MWh] _____	51
Tabel 21: Geschatte vermogens [MW _e] van toekomstige offshore windmolens _____	51
Tabel 22: Vergelijking schadekosten met schadekosten op basis van de cijfers uit de studie CREG 2010 (€/MWh). _____	52
Tabel 23: Aanneمة brandstofprijzen voor de berekening van de productiekosten (€ ₂₀₀₉ /MWh) ____	56
Tabel 24: Statische vergelijking van productiekosten, schadekosten en (totale) sociale kosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (€ ₂₀₀₉ /MWh) _____	56
Tabel 25: Statische vergelijking van productiekosten, schadekosten en (totale) sociale kosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (€ ₂₀₀₉ /MWh) _____	57
Tabel 26: Overzicht luchtmissies van de bestaande kolencentrales in [ton] en in [kg/MWhe]. ____	66
Tabel 27: Import van elektriciteit in Vlaanderen en België in 2000, 2005, 2008 _____	67
Tabel 28: Externe kosten in MIRA studie 2005 (Torfs et al., 2005) en deze studie. _____	67
Tabel 29: Weerhouden referentietechnologieën voor de berekening van de toekomstige schadekosten in het EUR bis en VISI bis scenario. _____	70
Tabel 30: Overzicht van de totale gemiddelde schadekosten voor de 3 scenario's in 2020 en 2030. Resultaten voor de 3 scenario's in 2020 en 2030 waarbij met een standaardafwijking van factor ± 3 op de schadekost van luchtpolluenten en met een factor ± 5 voor BKG werd gerekend t.o.v. het gemiddelde. _____	80
Tabel 31: Inschatting schadekosten in de periode 2000-2010 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus. _____	83
Tabel 32: Inschatting schadekosten in 2020 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus. _____	84

Tabel 33: Inschatting schadekosten in 2030 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus.	85
Tabel 34: Inschatting schadekosten in 2030 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus, gerangschikt (voor de rest idem als in bijlage A)	88
Tabel 35: Inschatting externe kosten in 2030 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus.	89

Lijst van figuren

Figuur 1: Schadekosten van referentietechnologieën in 2020 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus	10
Figuur 2: Schadekosten in [M€] van het gebruik van elektriciteit in de zichtjaren 2000, 2005 en 2008, uitgesplitst volgens de verschillende impacts.	12
Figuur 3: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€2009 in 2010, 2020 en 2030 voor de productie van elektriciteit. 2008 werd als referentie opgenomen.	13
Figuur 4: Overzicht taken en linken binnen en buiten deze opdracht. "Mira Luik A":De Nocker et al. (2010); Mira 2005: Torfs et al. (2005); CASES: Markandya et al. (2010); Energiescenario's van de Milieuverkenning 2030 Lodewijks et al. (2009)	20
Figuur 5: Schema en leidraad van het rapport volgens de hoofdstukken	21
Figuur 6: Overzicht belangrijkste kostbegrippen.	22
Figuur 7: Overzicht van hoe de impacts van emissies en andere impacts worden gewogen.	25
Figuur 8: Bouwstenen voor toepassing schadefunctie methode voor bepaling externe kosten emissies uit verschillende sectoren in Vlaanderen	30
Figuur 9: Schema van de analyse van de blootstelling, fysieke impact en schadekost ten gevolge van de emissie van radionuclides	34
Figuur 10: Individuele landen zijn gekleurd a rato van het aantal ernstige ongevallen (meer dan 5 doden) voor de energieketen van fossiele brandstoffen en waterkracht in de periode 1970-2005. De tien landen met het hoogste gecumuleerde aantal doden is ook aangeduid, met het totaal aantal accidenten tussen haakjes (bron:Burgherr et al., 2008).	38
Figuur 11: Aantal doden per GWeJaar en maximum aantal doden (rode lijn) per ongeval en per technologie, telkens logaritmische schaal (NEEDS, ppt).	39
Figuur 12: Overzicht van studies over de schadekosten van nucleaire ongevallen.(Torfs et al. 2005).	41
Figuur 13: Overzicht van de beschouwde fazen in de levenscyclus	45
Figuur 14: Generieke structuur van een LCI database (Markandya et al. 2010)	45
Figuur 15: Schadekosten van referentietechnologieën in de periode 2000-2010 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus	48
Figuur 16: Schadekosten van referentietechnologieën in 2020 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus	49
Figuur 17: Schadekosten van referentietechnologieën in 2030 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus	50
Figuur 18: Evolutie van de emissies van offshore windturbines (Bron: FEEM (FEEM, RS1A))	52
Figuur 19: Daling van de emissies van toekomstige PV-panelen (relatief).	53
Figuur 20: Externe kosten van elektriciteitsproductie, gemiddelde technologieën in de EU, 2005 (Bron: EEA)	54
Figuur 21: Externe kosten van elektriciteitsproductie in de EU, 1990 en 2005 – hoge inschatting. (Bron: EEA)	55
Figuur 22: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (€ ₂₀₀₉ /MWh)	57
Figuur 23: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (€2009/MWh)	59
Figuur 24: Componenten van de elektriciteitsprijs van huishoudens in 2007 (Bron: EEA)	62
Figuur 25: Inschatting externe kosten in 2030 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus (andere schaal, cijfers in bijlage), op basis van een percentage van de schadekosten	64

Figuur 26: Schadekosten in [M€] van de Vlaamse productie en het gebruik van elektriciteit in de zichtjaren 2000, 2005 en 2008. _____	68
Figuur 27: Schadekosten in [M€] van het gebruik van elektriciteit in de zichtjaren 2000, 2005 en 2008, uitgesplitst volgens de verschillende impacts. _____	69
Figuur 28: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€ ₂₀₀₉ in 2010, 2020 en 2030 voor de productie van elektriciteit. 2008 werd als referentie opgenomen. _____	72
Figuur 29: Luchtemissies van verzurende stoffen, ozon precursoren en fijn stof door de elektriciteitsproductie in het REF, EUR en VISI scenario (Vlaanderen, 2006-2030) _____	73
Figuur 30: Relatie NO _x vorming en vlamtemperatuur/luchttoevoer. _____	76
Figuur 31: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€ ₂₀₀₉ in 2020 en 2030 waarbij voor de standaardafwijking op de schadekost van luchtpolluenten met een factor -3 en voor BKG met een factor -5 werd gerekend (ondergrens) t.o.v. de centrale schatting. De punten verbonden met de blauwe lijn geven de totale schadekosten weer indien met de centrale schatting werd gerekend cf. figuur 28. _____	78
Figuur 32: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€ ₂₀₀₉ in 2020 en 2030 waarbij voor de standaardafwijking op de schadekost van luchtpolluenten met een factor +3 en voor BKG met een factor +5 werd gerekend (bovengrens) t.o.v. de centrale schatting. De punten verbonden met lijn geven de totale schadekosten weer indien met de centrale schatting werd gerekend cf. figuur 28. _____	79

Lijst van afkortingen

BTB	Bereidheid tot betalen
CCS	Carbon Capture and Storage
M€	Miljoen euro
MKM	Milieukostenmodel
PDF	Potentially Disappeared Fraction of species
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WTA	Willingness to accept
WTP	Willingness to pay

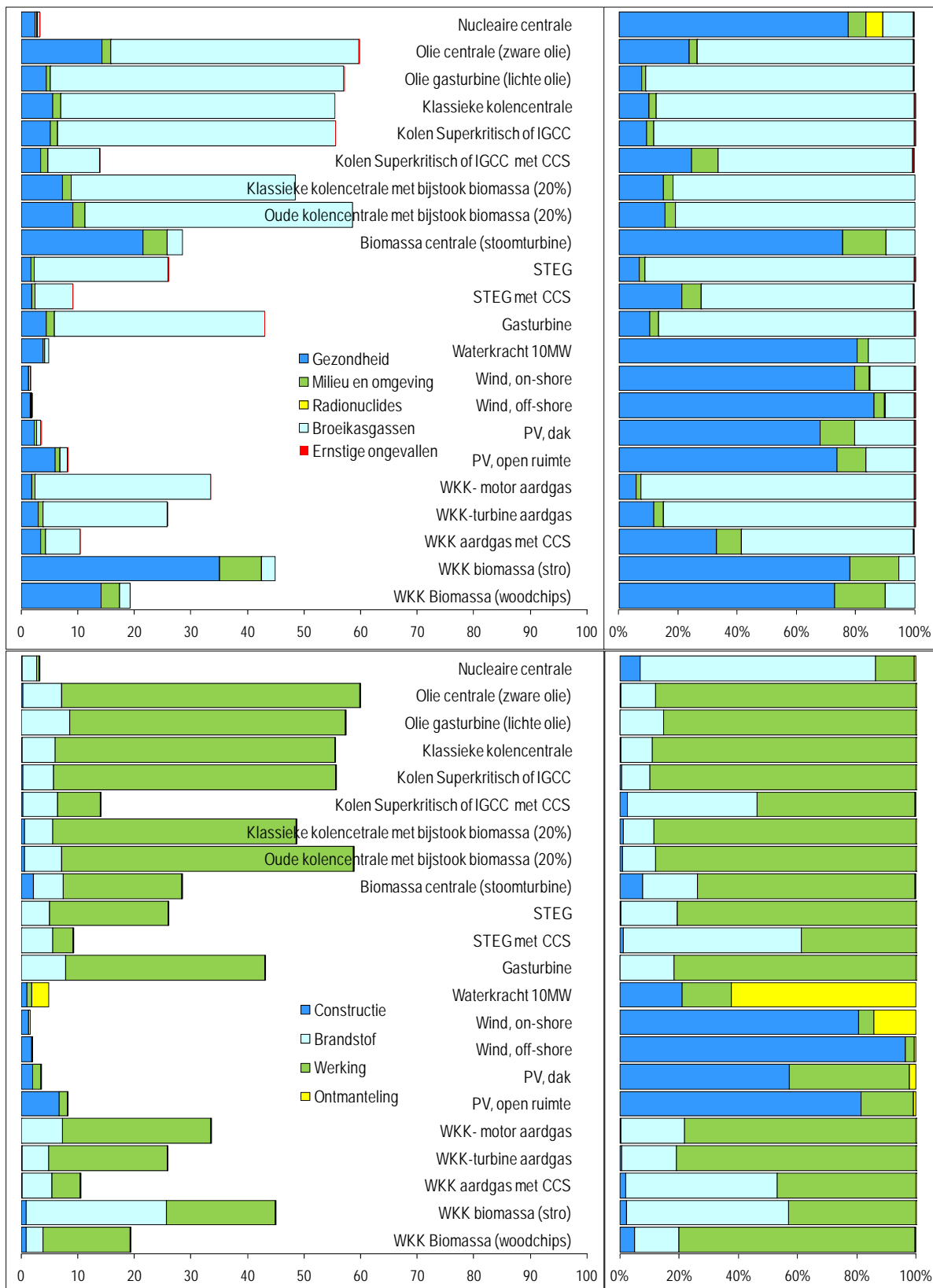
Samenvatting

Dit rapport maakt een inschatting van de schadekosten van de huidige en toekomstige elektriciteitsproductie in Vlaanderen. De studie analyseert de elektriciteitsproductie van zowel het recente verleden (2000, 2005 en 2008) als van toekomstige elektriciteitsproductie tot 2030. **Schadekosten** geven een volledig beeld mee van de 'hoogte' van de impact die elektriciteitsproductie met zich meebrengt. Het rapport gaat slechts beperkt in op een inschatting van de **externe kosten**, dit is het deel van de schadekost dat na internalisatie nog overblijft.

Het eerste hoofdstuk bespreekt de **schadekosten op het niveau van de impacts** (kengetallen in €/MWh). Volgende impacts worden binnen deze studie gekwantificeerd: gezondheidseffecten, impacts op landbouw en op materialen en gebouwen, op biodiversiteit ten gevolge van emissies van verzurende en vermestende stoffen, impacts van emissies naar de lucht van zware metalen, van broeikasgassen, van emissies van radioactieve stoffen en risico's bij de berging van afval, biodiversiteitsverlies ten gevolge van landgebruik, ongevallen en visuele hinder en geluidshinder. Deze kengetallen nemen sterk toe in de toekomst en dit geldt vooral voor de schadekosten van broeikasgassen. De meest recente studies gebruiken kengetallen voor broeikasgassen die in hun onderbouwing zowel aansluiten bij de literatuur over de schadekosten als de preventiekosten verbonden aan de doelstelling van een maximale globale opwarming met 2°C. De centrale schattingen voor beide kostbenaderingen zijn van eenzelfde orde van grootte en beide stijgen in de tijd. Bij preventiekosten zal het vermijden van een ton extra broeikasgas in 2030 met hogere kosten gepaard gaan dan vandaag omdat we in 2030 meer diepgaande reducties zullen hebben verwezenlijkt en dus ook de marginale reductiekosten zullen toenemen. Het kengetal met de meeste invloed is dat van CO₂ en bedraagt 60 €/ton in 2020 tot 100 €/ton in 2030. Ook de andere emissies leiden tot stijgende schadekosten. Redenen zijn de stijgende achtergrondconcentraties en de stijgende gezamenlijke bereidheid tot betalen voor het vermijden van schade omdat de bevolking rijker wordt en ook toeneemt.

In Hoofdstuk 2 worden de **schadekosten van referentietechnologieën** besproken. Voor 2020 wordt het resultaat getoond in Figuur 1. Het is duidelijk dat de totale schadekosten van hernieuwbare technologieën, dit is de sommatie van impacts van zowel directe als indirecte drukfactoren, lager zijn dan de totale schadekosten van conventionele niet-hernieuwbare technologieën. CCS-technologieën en nucleaire elektriciteitsproductie hebben ook lage schadekosten. Over alle technologieën heen variëren de schadekosten in 2020 tussen 2 en 60 €/MWh. Voor de periode 2000-2010 is dat tussen 2 en 29 €/MWh, en in 2030 tussen 4 en 93 €/MWh. We willen de lezer er op wijzen dat deze schadekosten niet rechtstreeks te vertalen zijn naar een gradatie van duurzaamheid van een technologie. Hiervoor kan beter de totale **sociale kost** gebruikt worden als som van de private kosten en de (externe) schadekosten. Vermits de schadekosten (per eenheid geproduceerde stroom) van de meeste technologieën toenemen in de tijd, worden die schadekosten voor enkele fossiele technologieën in de periode 2020-2030 vergelijkbaar met de productiekosten¹. Dat maakt dat de (totale) sociale kost voor die fossiele technologieën dan het dubbele bedraagt van de productiekosten. Voor nucleaire centrales, fossiele centrales met CCS en voor hernieuwbare technologieën zijn de schadekosten merkbaar kleiner dan de productiekosten. Een lage schadekost is geen garantie voor een lage sociale kost. De schadekosten zijn wel van nut in analyses die deze schadekosten vergelijken met kosten van maatregelen die deze schadekosten proberen te beperken (kosten-batenanalyses). Schadekosten kunnen ook worden gebruikt als maatstaf waarmee (financiële) stimuli moeten vergeleken worden. Er is sprake van een efficiënt beleid als een taks overeenkomt met de marginale schade of als een subsidie overeenkomt met de vermeden marginale schade.

¹ Uitgedrukt per eenheid elektriciteit kan de productiekost van elektriciteit (dus zonder schadekosten) in 2025 variëren tussen 33 en 192 €/MWh.



Figuur 1: Schadekosten van referentietechnologieën in 2020 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus

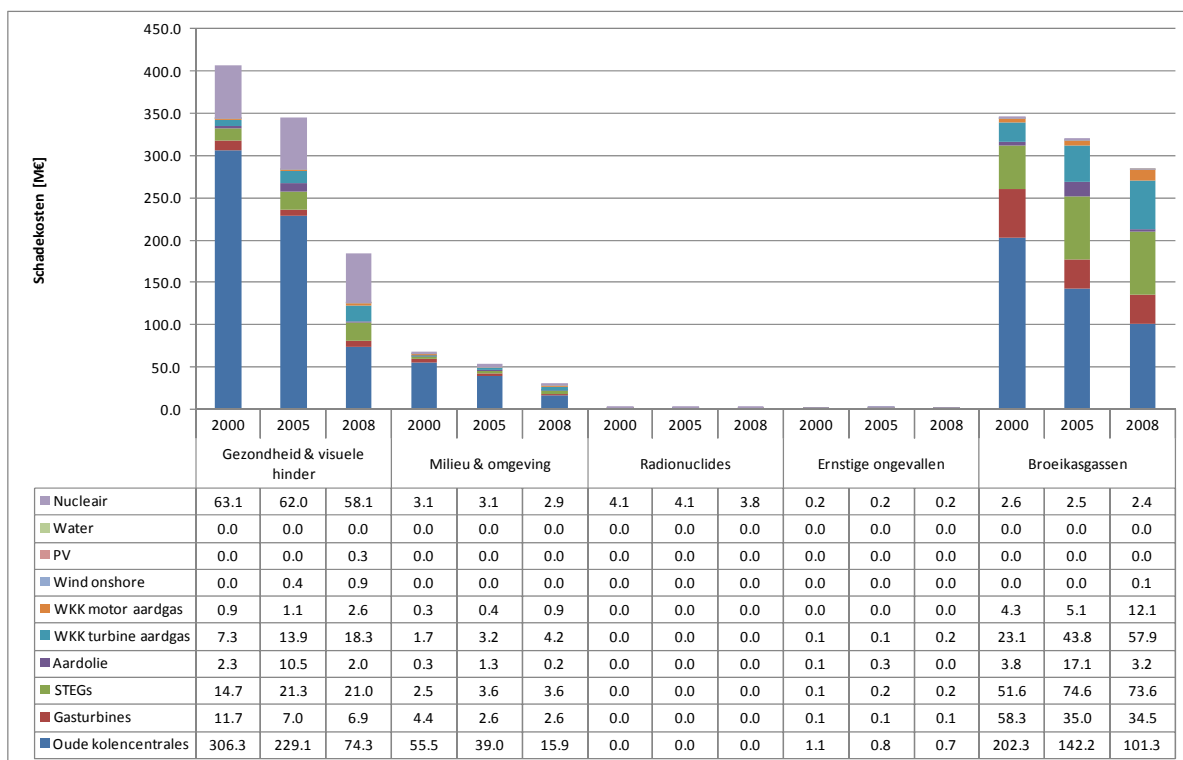
Hoofdstuk 3 gaat dieper in op **aspecten van internalisatie van de schadekosten** van de huidige en toekomstige elektriciteitsproductie. We kunnen stellen dat de schadekosten een soort van plafond zijn voor de externe kosten. Internalisatie van schadekosten door actief beleid verlaagt de externe kosten en de mate waarin dit gebeurt is een maatstaf voor de overblijvende externe kosten. Er is sprake van volledige internalisatie van schadekosten als de consumentenprijs van een goed op elk moment de volledige marginale sociale kost reflecteert. We stellen vast dat de prijsvorming van elektriciteit voor de eindconsument niet leidt tot het internaliseren van externe kosten.

Voor groenestroomproducenten (groothandel) is er wel een prijzenprikkel om bepaalde technologieën te gaan gebruiken. Er zijn echter geen prijzenprikkel die gelinkt zijn aan directe milieu-impact en voor de eindconsument zijn er ook geen prijzenprikkel. Een elektriciteitspark van een producent kan divers zijn, het eindproduct elektriciteit wordt meestal verkocht als een homogeen product zonder differentiatie in tijd of productiewijze. De diversiteit van opwekking wordt niet vertaald in prijsverschillen. Schadekosten zoals CO₂ worden verhaald op de eindgebruiker maar worden verrekend per eenheid van het product en worden dus uitgesmeerd over alle kilowatturen. De eindgebruiker heeft dan ook geen echte keuze of een bewuste keuze wordt niet voldoende aangemoedigd. Elektriciteit wordt wel verkocht als verschillende producten (denk aan de groene elektriciteit) maar de prijzen en dus ook de prijsverschillen zijn alleen geldig in de marge. Het bevorderen van elektriciteitsproductie met technologieën met een lage sociale kost wijkt nog af van volledige internalisatie. Er moet immers geen prijs betaald worden voor de overblijvende emissies en dus kunnen deze nog te hoog zijn omdat de impacts hiervan niet in rekening worden gebracht. In die zin leunen systemen die zorgen dat CO₂ of NO_x een prijs krijgen dichterbij de principes van internalisatie van schadekosten. Het systeem van handel in emissierechten kan om deze reden een zeer efficiënt mechanisme zijn. Het hoofdstuk eindigt met een analyse en een overzicht van de externe kosten per technologie indien een bepaalde internalisatiegraad wordt verondersteld. Met aannames over emissiehandel (overblijvende externe kost van 30 €/ton) en internalisatie van lokale pollutanten (50%) concluderen we dat de externe kosten van de meeste klassieke technologieën toch nog hoog zullen zijn in 2030.

In Hoofdstuk 4 berekenen we de **schadekosten voor de elektriciteitsproductie en het elektriciteitsgebruik over alle technologieën heen in de jaren 2000, 2005 en 2008**. Deze berekeningen omvatten de schadekosten tijdens de constructie, brandstofaanlevering, werking en ontmanteling. Binnen elk van deze levensfasen zijn de schadekosten van gezondheid, milieu en omgeving, radionuclides, broeikasgassen en ernstige ongevallen in rekening gebracht. Om de schadekost voor het elektriciteitsgebruik in te schatten rekenen we met een uitgemiddelde extra schadekost van 1 €/MWh voor de transmissie en distributie van elektriciteit via het netwerk. Deze extra schadekost omvat effecten van visuele impact, elektromagnetische velden, emissies van materiaalgebruik en infrastructuur en biodiversiteit en landgebruik.

Ondanks een gestegen netto productie van elektriciteit van 172 PJ in 2000 naar 176 PJ in 2008 daalt de totale schadekost met meer dan 40%. De schadekost van de elektriciteitsproductie door oude kolencentrales is met meer dan 550 M€ bijzonder hoog in 2000, maar daalt tot ruim 180 M€ in 2008. Omwille van de stijging in inzet van WKK turbines en motoren verdubbelt de schadekost voor de turbines tussen 2000 en 2008 en verdriedubbelt deze voor de motoren. De schadekosten van de hernieuwbare technologieën wind onshore, PV en water zijn laag en blijven ondanks een gestegen inzet beperkt.

Schadekosten van de categorieën gezondheid & visuele hinder en broeikasgassen zijn duidelijk het hoogst en nemen respectievelijk 48 en 43% van de totale schadekost in in 2000. In 2008 zijn de schadekosten van gezondheid en visuele hinder echter gedaald tot 34% van de totale schadekost. Reden hiervoor is enerzijds de sterke daling in elektriciteitsproductie door middel van oude kolencentrales en anderzijds de gerealiseerde reducties van luchtmissies door de nog bestaande kolencentrales. In totaal is de schadekost van broeikasgassen gedaald met zo'n 60 M€ tussen 2000 en 2008, maar procentueel gezien is deze echter toegenomen tot 59% van de totale schadekost. De belangrijkste daling in broeikasgasemissies en dus ook gerelateerde schadekosten komt voor uit de sluiting van oude kolencentrales (- 100 M€). Daarnaast zorgde ook de sluiting van oude gasturbines voor een daling in schadekost van 24 M€.

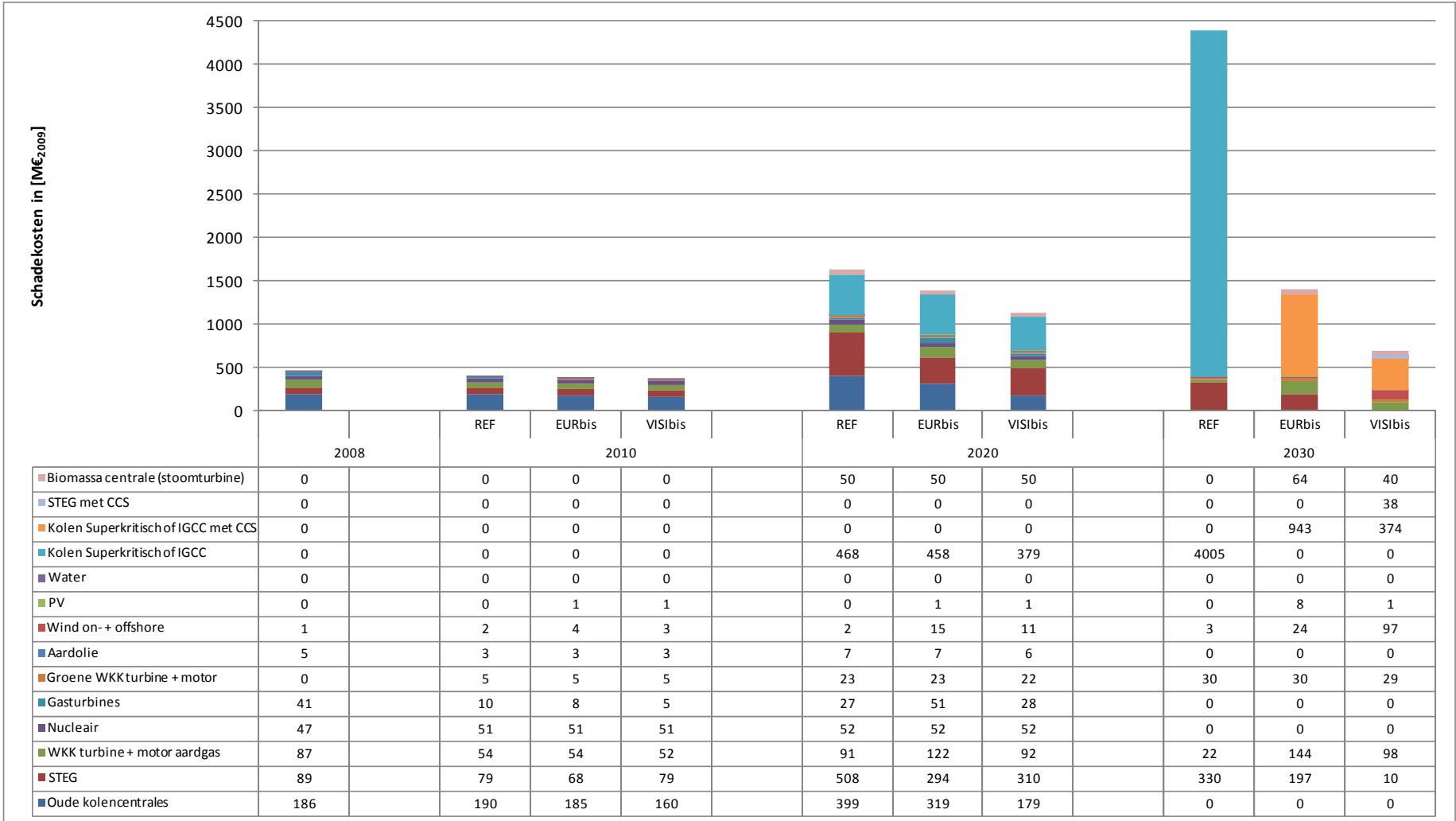


Figuur 2: Schadekosten in [M€] van het gebruik van elektriciteit in de zichtjaren 2000, 2005 en 2008, uitgesplitst volgens de verschillende impacts.

In Hoofdstuk 5 berekenen we de **schadekosten van de drie scenario's** voor stroomproductie (REF, EURbis, VISIbis) uit de Milieuverkenning 2030 (VMM, 2009) zoals uitgewerkt in het rapport 'Lodewijks P., Brouwers J., Van Hooste H. & Meynaerts E. Energie- en Klimaatscenario's voor de sectoren Industrie en Energie. Wetenschappelijk rapport, MIRA 2009, VMM, www.milieुरapport.be' (Lodewijks et al., 2009). De technologieën die het MKM Klimaat heeft ingezet in de verschillende scenario's werden gekoppeld aan de referentietechnologieën uit de vorige hoofdstukken.

In het algemeen kunnen we stellen (zie figuur 3) dat de schadekosten sterk stijgen tussen 2008 en 2020 in alle drie de scenario's, met tussenin een daling (2010 en later). Tussen 2020 en 2030 stijgen deze schadekosten verder in het REF scenario. In het scenario EURbis is er geen uitgesproken stijging en in het VISIbis scenario is er sprake van een daling tussen 2020 en 2030. In 2030 zijn de schadekosten van zowel het REF, EURbis en VISIbis scenario hoger dan in 2008 of 2010. Andere belangrijke conclusies zijn de volgende:

- Referentiescenario
 - Totale schadekost: 1605 M€ in 2020, 4390 M€ in 2030
 - Oorzaak stijging: sluiting nucleaire park en vervanging door superkritische kolencentrales zonder CCS. Stijging van elektriciteitsproductie met 22% tussen 2008 en 2020 en met 31% tussen 2008 en 2030.
 - Gevolg: stijging broeikasgasemissies en stofemissies, maar daling luchtemissies NO_x en SO₂ omwille van geldende Milieubeleidsvereenkomst.
- Europa-bis scenario
 - Totale schadekost: 1392 M€ in 2020, 1409 M€ in 2030
 - Oorzaak: sluiting nucleaire park en vervanging door superkritische kolencentrales zonder CCS in 2020. Tussen 2020 en 2030 stijgt de elektriciteitsproductie van deze kolencentrales zeer sterk (x factor 5,5), maar wordt wel CCS toegepast. Stijging van elektriciteitsproductie met 20% tussen 2008 en 2020 en met 32% tussen 2008 en 2030.



Figuur 3: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€2009 in 2010, 2020 en 2030 voor de productie van elektriciteit. 2008 werd als referentie opgenomen.

- Gevolg: broeikasgasemissies zijn in 2020 hoger dan in 2008, maar dalen in 2030 tot ongeveer het niveau van 2008. De luchtmissies van NO_x en SO₂ dalen omwille van de geldende Milieubeleidsovereenkomst. Stofemissies stijgen door de grote inzet van nieuwe kolencentrales. De schadekosten zijn in 2030 ondanks lagere emissies toch hoger dan in 2020 omwille van de gestegen schadekost (in €/MWh) voor de referentietechnologieën tussen 2010 en 2030.
- Visionair-bis scenario
 - Totale schadekost: 1131 M€ in 2020, 686 M€ in 2030
 - Oorzaak: sluiting nucleaire park en vervanging door superkritische kolencentrales zonder CCS in 2020. Tussen 2020 en 2030 stijgt de elektriciteitsproductie van deze kolencentrales sterk (x factor 2,6), maar wordt CCS toegepast. Elektriciteitsproductie door middel van offshore windenergie neemt veel sterker toe dan in de andere scenario's (x factor 6,9). Stijging van elektriciteitsproductie met 14% tussen 2008 en 2020 en met 40% tussen 2008 en 2030.
 - Gevolg: broeikasgasemissies zijn in 2020 hoger dan in 2008, maar dalen in 2030 tot ongeveer 1/3^{de} van het niveau van 2008. De luchtmissies van NO_x en SO₂ dalen sterker dan verplicht door de geldende Milieubeleidsovereenkomst. Stofemissies stijgen slechts licht door de grotere inzet van nieuwe kolencentrales. De schadekosten zijn in 2030 lager dan in 2020 omwille van de sterk gedaalde emissies van zowel broeikasgassen als luchtpolluenten en door de zeer sterk toegenomen productie door windenergie. De schadekost in 2030 ligt echter nog steeds 50% hoger dan deze in 2008 omwille van de gestegen schadekost (in €/MWh) voor de referentietechnologieën tussen 2010 en 2030.

We bekijken ook de onzekerheden die het resultaat van de schadekostberekeningen sterk kunnen beïnvloeden. De belangrijkste effectcategorieën binnen de schadekost zijn 'gezondheid' en 'broeikasgassen'. Bij de berekening van de schadekost van een technologie spelen volgende onzekerheden een rol: afwijking op het rendement, afwijking op de emissiefactor en afwijking op de schadekost. De onzekerheid op rendement en emissiefactor is eerder klein, zodat de onzekerheid op de schadekost het sterkst zal doorwegen in de berekening. De standaardafwijking op de schadekost van luchtpolluenten (NO_x, SO₂ en PM) is een factor ±3 binnen een betrouwbaarheidsinterval van 68%. Dit betekent dat men voor 68% zeker is dat de schadekost van bijvoorbeeld SO₂ voor lage schouwen in 2010 tussen 3,4 en 30,3 k€₂₀₀₉/ton bedraagt, met een centrale schatting van 10,1. De standaardafwijking op de schadekost van broeikasgassen is nog groter en bedraagt een factor ±5 binnen een betrouwbaarheidsinterval van 68%. Dit betekent dat men voor 68% zeker is dat de schadekost van CO₂ tussen 4 en 100 €₂₀₀₉/ton bedraagt in 2010, met een centrale schatting van 20 €₂₀₀₉/ton.

Tabel 1: Overzicht van de totale gemiddelde schadekosten voor de 3 scenario's in 2020 en 2030, waarbij met een standaardafwijking van factor ±3 op de schadekost van luchtpolluenten en met een factor ±5 voor BKG werd gerekend t.o.v. de centrale schatting.

[M€] ₂₀₀₉	2020			2030		
	REF	EURbis	VISlbis	REF	EURbis	VISlbis
Gemiddelde	1605	1392	1131	4390	1409	686
Toename schadekosten (met factor relatief t.o.v. productie in 2008 =457 M€)	3,5	3	2,5	10	3	1,5
St.dev factor -3 / factor -5	465	408	331	1185	486	272
St.dev factor +3 / factor +5	7133	6018	4856	20294	5819	2610
Range na afronding	450-7000	400-6000	300-5000	1000-20000	500-6000	250-3000
Range						
Range na afronding	450-7000	300-6000		1000-20000	250-6000	
Verdisconteerd naar 2010 (4%)	300-5000	200-4000		500-9000	100-2500	

Om te **besluiten** stellen we vast dat het milieugerelateerd beleid voor elektriciteitsproductie vandaag voornamelijk bestaat uit een combinatie van milieubeleidsovereenkomsten, emissiehandel en prijzenprikkels voor technologiekeuze. De studie geeft een kader om beleidsondersteunende maatregelen mee af te toetsen. Vermeden schadekosten kunnen in een statische vergelijking ruwweg gebruikt worden om technologiesteun mee te vergelijken. Er is als het ware een onderbouwing van het niveau van de steun door deze te vergelijken met de vermeden schadekosten van technologie X t.o.v die van referentietechnologie Y. Het is echter moeilijk om een referentietechnologie Y te definiëren waardoor het beter is om dit soort analyses uit te voeren met dynamische energiemodellen. Studies met deze modellen wijzen uit dat onder andere een groot deel van de hernieuwbare technologieën na 2030 kostenefficiënt zijn in scenario's met strikte klimaatdoelstellingen zodat verdere ondersteuning dan niet meer nodig zal zijn (ten minste als er dan een sterk klimaatbeleid aanwezig is). De studie toont ook aan dat op kortere termijn technologiesteun niet volstaat en dat prijzenprikkels nodig zijn voor alle schadekosten.

Voor de totale productie van elektriciteit stellen we vast dat de schadekosten na een tijdelijke daling opnieuw sterk zullen stijgen tot 2020 en 2030 (tabel 1). Voor sommige technologieën zijn de schadekosten van dezelfde grootte-orde als de private kosten. De schadekosten stijgen op technologieniveau omdat de kengetallen (de schadekosten van een eenheid emissie) sterker stijgen dan dat de emissies dalen. Voor de inschatting van de totale schadekosten spelen ook de stijgende elektriciteitsvraag en de technologiekeuze een rol. De schadekosten bedroegen in 2008 ongeveer 500 M€₂₀₀₉. In vergelijking met 2008 nemen de schadekosten van respectievelijk VISIbis en EURbis in 2020 toe met een factor 2,5 tot 3 en in 2030 met een factor 1,5 tot 3. Het scenario VISIbis, met een grote hoeveelheid CCS en hernieuwbare energie, volstaat m.a.w. niet om de schadekosten van stroomproductie verder terug te dringen tot onder het niveau van 2008.

In de toekomstige stroomvoorziening zal de belangrijkste component van de schadekosten de uitstoot van CO₂ zijn, en dus zal die CO₂-uitstoot meer en meer de technologiekeuze gaan bepalen: indien in de toekomst via beleidsmaatregelen een groter deel van de schadekosten geïnternaliseerd wordt, zal de elektriciteitsprijs stijgen en zullen op termijn ook verschuivingen optreden naar de technologieën met lagere sociale kosten.

In this report, all prices in Euros by 2009, unless otherwise indicated.

Summary

This report makes an assessment of the damage costs of current and future electricity production in Flanders. The study analyzes both power production in the recent past (2000, 2005 and 2008) as well as in the future, until 2030. **Damage costs** give a full picture of the level of the different impacts that arise from producing electricity. The report only briefly assesses **external costs**, defined as the proportion of the damage cost which has not been internalized yet.

The first chapter discusses the **damage costs at the level of the impacts** (indicators in € / MWh). Following impacts were quantified in this study: health effects, impacts on agriculture and on materials and buildings, biodiversity loss due to emissions of acidification and eutrophication, impacts of the emissions to air of heavy metals, of greenhouse gases, of emissions of radioactive substances and risks for waste disposal, of biodiversity loss due to land use, accidents and noise and visual impact. These numbers increase dramatically in the future and this is especially true for the damage costs of greenhouse gases. The most recent studies use numbers for greenhouse gases that are consistent with both the literature on the damage costs as well as the prevention costs of the objective of a maximum global warming of 2 ° C. The central cost estimates for both approaches are comparable and both rise over time. The impact with the highest influence is the impact of CO₂ with a value of 60 €/tonne in 2020 up to 100 €/tonne in 2030. Also the other emissions have increasing impact costs. The reasons are the rising background concentrations and the increasing joint willingness to pay to avoid injury as the population becomes richer and also increases.

In Chapter 2 the **damage costs of reference technologies** are discussed. For 2020, the result is shown in Figure 1. It is clear that the total damage cost of renewable technologies (this is the summation of the impacts of both direct and indirect pressures) is lower than conventional non-renewable technologies. CCS technologies and nuclear power also have low damage costs. The damage costs of all technologies varies between 2 and 60 €/MWh in 2020. For the period 2000-2010 these costs varies between 2 and 29 €/MWh, and in 2030 between 4 and 93 €/MWh. One should be careful and not use the damage costs directly as a sustainability indicator of a technology. For this, the overall **social cost**, as the sum of private and (external) damage costs, is a better indicator. A low damage cost is no guarantee for a low social cost. Expressed per unit of electricity, the production cost (without damage costs) varies between 40 and 200 €/MWh for the different technologies in 2020-2030. The damage costs can be used in cost-benefit analyses and can also be used as a benchmark for (financial) incentives. A policy can be efficient if a tax corresponds to the marginal damage or as a subsidy corresponds to the marginal damage avoided.

Chapter 3 focuses on aspects of **internalization of the damage costs** of current and future power production. There is full internalization of damage costs if the consumer price of goods reflects the full marginal social cost at any time. We conclude that for the end user, the electricity price does not lead to a sufficient internalization of external costs. For green power producers (wholesale market), there is a certain price incentive to use certain technologies. However, no price incentives exist that are linked to direct environmental impact. The promotion of power generation technologies with a low social cost differs from full internalization. In this situation, no price has to be paid for the remaining emissions and therefore these emissions are still too high. The system of emission trading is for this reason a very efficient mechanism because it puts a price on carbon. The chapter ends with an analysis and an overview of the external costs when a certain degree of internalization is assumed. With assumptions about emissions trading (remaining external costs of € 30/tonne) and a degree of internalization for local pollutants (50%), we conclude that the external cost of most traditional technologies is still high in 2030.

In Chapter 4 we calculated the **damage cost for the production and the use of electricity in 2000, 2005 and 2008**. Damage costs for the different phases in the lifetime of a technology are taken into account: construction, fuel transport, operation and decommissioning. For every phase damage costs for health impacts, environmental impacts, radionuclides, greenhouse gases and

accidents are calculated. To estimate the damage cost of the use of electricity we included an average 1 €/MWh cost for the damage of the transmission and distribution of electricity. This extra damage cost includes the effects of visual impact, electromagnetic fields, emissions from the material use and infrastructure, biodiversity and land use.

Despite of an increased net production of electricity from 172 PJ in 2000 to 176 PJ in 2008 the total damage cost decreased with more than 40%. The damage cost of electricity production by old coal plants is very high in 2000 (550 M€), but decreases to 180 M€ in 2008. Electricity production by means of CHP turbines and engines increased and their damage cost increased with a factor 2 and 3 respectively. The damage costs of renewable technologies (wind onshore, PV and water) are low, despite of an increased production.

Damage cost of the category 'health and visual impact' and 'greenhouse gases' are the highest and represent 48 and 43% of the total damage cost respectively in 2000. In 2008 the effect of 'health and visual impact' decreased to 34% of the total damage cost. The reason for this decrease is on the one hand the strong reduction in electricity production by old coal plants and on the other hand the reduction of air pollutants in the still existing old coal plants. The damage cost of 'greenhouse gases' was reduced with 60 M€ from 2000 to 2008, but in percentage terms this cost increased to 59% of the total damage cost.

In Chapter 5 we calculated **the damage costs of the 3 scenario's** in the 'Flanders Environment Outlook 2030' (VMM, 2009; www.environmentflanders.be) and the scientific report 'Lodewijks P., Brouwers J., Van Hooste H. & Meynaerts E. (2009) Energie- en Klimaatscenario's voor de sectoren Industrie en Energie. Wetenschappelijk rapport, MIRA 2009, VMM, www.milieurapport.be' (REF, EURbis, VISIbis) (Lodewijks et al., 2009).

In general, the damage costs increase strongly from 2008 to 2020. Depending on the scenario the damage costs increase even further from 2020 to 2030. In 2020 and 2030 the damage costs in the REF, EURbis en VISIbis scenario are higher than in 2008 or 2010.

The most important conclusions are:

- REF scenario
 - Total damage cost: 1605 M€ in 2020, 4390 M€ in 2030
 - Reason increase: closure of the nuclear plants and replacement by supercritical coal power plants without CCS. Increase in electricity production with 22% from 2008 to 2020 and with 31% from 2008 to 2030.
 - Effect: increase in greenhouse gas emissions and particulate matter emissions, but decrease in emissions of air pollutants NO_x and SO₂ because of Flemish legislation.
- EUR-bis scenario
 - Total damage cost: 1392 M€ in 2020, 1409 M€ in 2030
 - Reason increase: closure of the nuclear plants and replacement by supercritical coal power plants without CCS in 2020. From 2020 to 2030 the electricity production of these coal power plants increases very strongly (x factor 5,5), but CCS technology is applied. Increase in electricity production with 20% from 2008 to 2020 and with 32% from 2008 to 2030.
 - Effect: greenhouse gas emissions are higher in 2020 than in 2008, but decrease in 2030 to the level of 2008. Emissions of air pollutants NO_x and SO₂ decrease because of Flemish legislation. Particulate matter emissions increase. The damage costs are higher in 2030 than in 2020 despite of the lower emissions because of the higher damage cost for the reference technologies (€/MWh).
- VISI-bis scenario
 - Total damage cost: 1131 M€ in 2020, 686 M€ in 2030
 - Reason: closure of the nuclear plants and replacement by supercritical coal power plants without CCS in 2020. From 2020 to 2030 the electricity production of these coal power plants increases strongly (x factor 2,6), but CCS technology is applied. Electricity production by means of offshore wind energy increases much more than in the other scenario's (x factor 6,9). Increase in electricity production with 14% from 2008 to 2020 and with 40% from 2008 to 2030.

- Effect: greenhouse gas emissions are higher in 2020 than in 2008, but decrease in 2030 to 1/3th of the level of 2008. emissions are higher in 2020 than in 2008, but decrease in 2030 to the level of 2008. Emissions of air pollutants NO_x and SO₂ are reduced more than required by Flemish legislation. Particulate matter emissions increase slightly. The damage costs are lower in 2030 than in 2020 because of the much lower emissions of greenhouse gases and air pollutants and because of the strongly increased wind energy production. The total damage cost in 2030 is still 50% higher than the damage cost in 2008 because of the higher damage cost for the reference technologies (€/MWh).

We investigated the factors of uncertainty that can play a strong influence on the damage cost calculations. The most important effect categories of the damage cost are 'health' and 'greenhouse gases'. In the calculation methodology of the damage costs for reference technologies the following uncertainties play an important role: deviation on the efficiency, deviation on the emission factor and deviation on the damage cost. The uncertainty on the efficiency and the emission factor is quite small, so that the deviation on the damage cost will be the most important in the calculation.

The standard deviation on the damage cost of air pollutants (NO_x, SO₂ en PM) is a factor ±3 within a confidence interval of 68%. This means that one can be 68% sure that the damage cost of for instance SO₂ from low chimneys in 2010 will be between 3,4 and 30,3 k€₂₀₀₉/ton, with a central estimate of 10,1. The standard deviation on the damage cost of greenhouse gases is even higher with a factor ±5 within a confidence interval of 68%. This means that one can be 68% sure that the damage cost of for instance CO₂ in 2010 will be between 4 and 100 k€₂₀₀₉/ton, with a central estimate of 20.

We conclude that the damage costs sharply rise, after a temporary fall, up to 2020 and 2030. For some technologies, the damage costs are comparable to the private costs. The damage costs are rising because the impact costs (the damage costs of one unit of emissions) are increasing more than the emissions are decreasing. For estimating the total damage costs, also the rising electricity demand and the technology choice play a role. The damage costs amounted to approximately 500 M€₂₀₀₉ in 2008. Compared to 2008, the damage costs of respectively the scenario's VISIbis and EURbis will be increased by a factor of 2.5 to 3 in 2020 and by a factor 1.5 to 3 in 2030. The main component of the damage costs are the emissions of CO₂. For this reason, more and more low carbon technologies will be chosen, at least if the damage cost is present in the private costs of the companies. If in the future a greater share of the damage costs will be internalized, the electricity price will increase and the technology mix will shift to technologies with a low social cost.

Inleiding

Het doel van dit rapport is een inschatting te maken van de schadekosten van de huidige en toekomstige elektriciteitsproductie in Vlaanderen. De studie analyseert de elektriciteitsproductie van zowel het recente verleden (2000, 2005 en 2008) als van toekomstige elektriciteitsproductie tot 2030. Voor de analyse van toekomstige productie van elektriciteit baseren we ons op de energiemilieuscenario's van de Milieuverkenning 2030 [MIRA 2009].

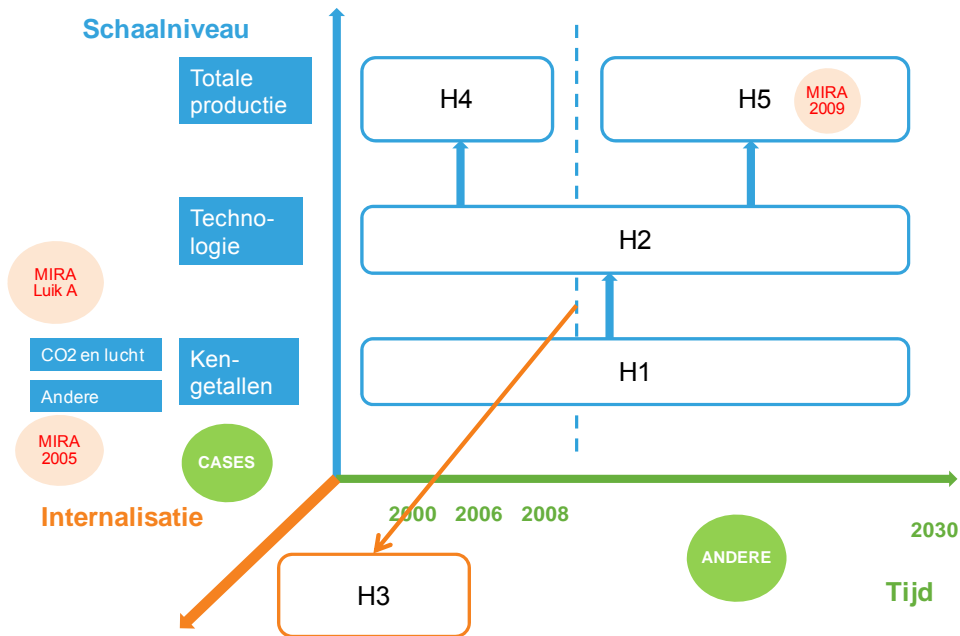
We onderscheiden 5 taken, die meteen ook de 5 hoofdstukken van dit rapport vormen.

- H1. Inschatting en bespreking van kengetallen schadekosten van elektriciteitsproductie;
- H2. Schadekosten van referentietechnologieën van elektriciteitsproductie;
- H3. Beoordeling van internalisatie van schadekosten; relatie externe kosten en prijzenprijkkels.
- H4. Schadekosten van de recente elektriciteitsproductie
- H5. Schadekosten van mogelijke toekomstige ontwikkelingen op vlak van elektriciteitsproductie;

In de studie wordt een duidelijk onderscheid gemaakt tussen schadekosten en externe kosten. De eindresultaten mbt schadekosten kunnen gebruikt worden om de impacts van verschillende technologieën te vergelijken. Dit is het hoofddoel van hoofdstuk 1 en 2. De resultaten mbt externe kosten kunnen worden gebruikt als aftoetsing van het beleid. Dit komt gedeeltelijk aan bod in hoofdstuk 2 en is het hoofddoel van hoofdstuk 3.

Onderstaand schema is een overzicht van de relaties tussen de hoofdstukken. De vijf hoofdstukken zijn geplaatst in een figuur met drie assen: een as met een schaalniveau, een tijdsas en een as met een gradatie van internalisatie.

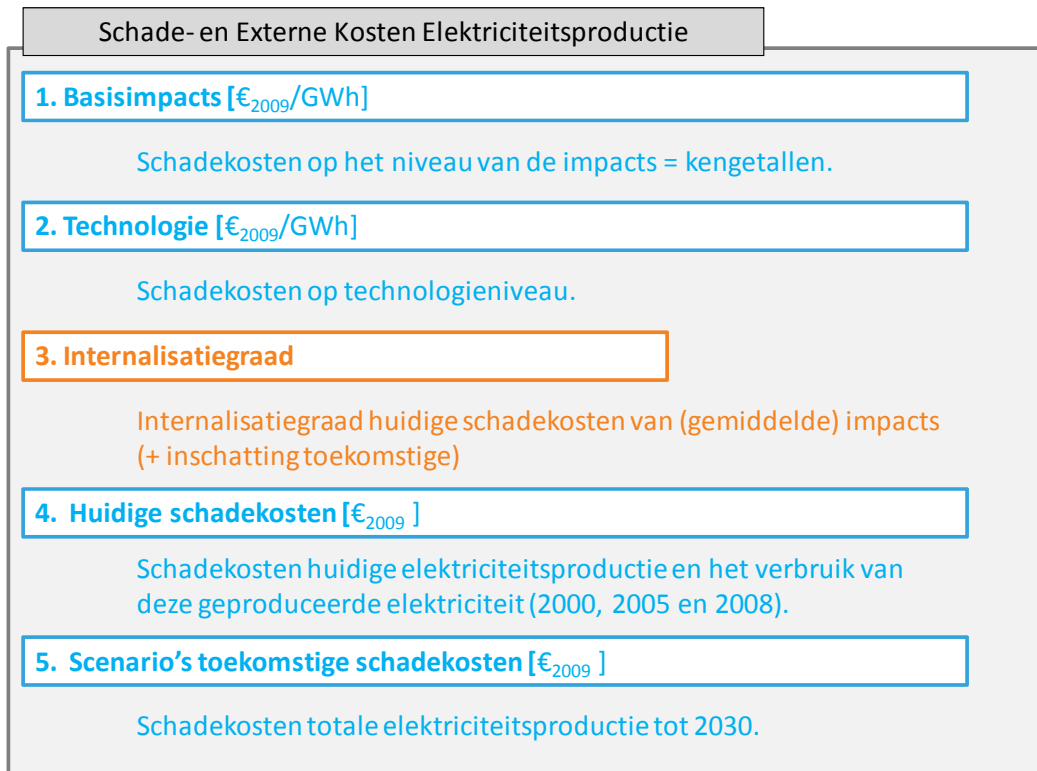
1. De as met een schaalniveau is de belangrijkste as. Het geeft weer op welk niveau de inschatting van schadekosten of externe kosten gebeurt.
 - Kengetallen zijn schadekosten op het eerste niveau, namelijk het niveau van de impacts zelf. Zo leiden emissies bijvoorbeeld tot effecten op landbouw of op de gezondheid. Ook bestaan er kengetallen voor impacts zoals ongevallen. Voor de inschatting van de kengetallen van luchtverontreiniging en broeikasgassen doen we beroep op het eerste luik van een reeks van rapporten: (De Nocker et al., 2010). In vroegere studies werd aangetoond dat betreffende de elektriciteitsproductie de schadekosten mbt lucht en CO2 de belangrijkste zijn. Voor de andere externaliteiten (vb. risico op ongevallen, levenscyclus brandstofketen en infrastructuur) is een update uitgevoerd. Voor deze "andere externaliteiten" gaat er meer aandacht naar de nucleaire en hernieuwbare productie. Dit wordt verder behandeld in Hoofdstuk 1.
 - Het technologieniveau groepeert de schadekosten op niveau van referentietechnologieën. De focus ligt op nieuwe technologieën.
 - Het niveau van de totale productie groepeert de schadekosten van de totale elektriciteitsproductie in Vlaanderen. Om hiertoe te komen vertrekken we van een technologiemix. Deze technologiemix wordt voor de voorbije jaren bepaald aan de hand van bijvoorbeeld de "energiebalans Vlaanderen". Voor toekomstige jaren baseren we ons op (Lodewijks et al., 2009).



Figuur 4: Overzicht taken en linken binnen en buiten deze opdracht. "Mira Luik A": De Nocker et al. (2010); Mira 2005: Torfs et al. (2005); CASES: Markandya et al. (2010); Energiescenario's van de Milieuverkenning 2030 Lodewijks et al. (2009)

2. Tijdsas: Om tot scenario's te komen heb je informatie nodig over toekomstige technologieën en toekomstige schadekosten. Het verschil tussen hoofdstuk 4 en hoofdstuk 5 is de periode waarvoor berekeningen gebeuren.
3. Graad van internalisatie: het uitrekenen van schadekosten zegt maar gedeeltelijk iets over de mate waarin deze kosten reeds worden geïnternaliseerd. Taak 3 beoogt om de externe kosten te vergelijken met prijsstimuli. Dit gebeurt het best op het niveau van kengetallen en technologie. De reden is dat internalisatie moet leiden tot differentiatie tussen technologieën op basis van de schadekosten (emissies enz...). Deze analyse voeren we uit voor de huidige elektriciteitsproductie (beleid in 2010), niet voor scenario's en toekomstige jaren.

De uitvoering van deze studie is tevens een actualisatie en uitbreiding van het onderzoeksrapport dat in 2004-2005 voor MIRA/VMM werd uitgewerkt: (Torfs et al., 2005). Dit rapport actualiseert enerzijds de kengetallen en anderzijds ook de impacts zelf die gedurende de volledige levenscyclus optreden bij het produceren van elektriciteit met een bepaalde technologie.



Figuur 5: Schema en leidraad van het rapport volgens de hoofdstukken

De schadekosten van transmissie en distributie worden ook bestudeerd in de studie en in rekening gebracht in hoofdstuk 4. Transmissie of distributie kan ook een invloed hebben op de prijsniveaus (vb via een verplichting van groenestroomcertificaten bij levering van elektriciteit).

Hoofdstuk 1. Kengetallen schadekosten elektriciteitsproductie

Voor de emissies van luchtvervuilende stoffen en broeikasgassen bouwt dit hoofdstuk voort op De Nocker et al. (2010). Deze data werden aangevuld met schadekosten van andere impacts, waarbij ook specifiek wordt gekeken naar de schadekosten van nucleaire en hernieuwbare elektriciteit. Het hoofdstuk beschrijft eerst het algemeen kader en het gebruik van de verschillende kostbegrippen. Daarna beschrijft dit hoofdstuk hoe schadekosten worden berekend op basis van de levenscyclus van een technologie en geeft het een overzicht van de verschillende schadekosten.

1.1. Overzicht begrippen

In dit hoofdstuk leggen we de relatie uit tussen enkele economische begrippen. Voor de duidelijkheid wordt hieronder de interpretatie gegeven die we aan de begrippen geven.

Verklaring van begrippen

Onderstaande figuur en tabel verklaren enkele belangrijke begrippen.



Figuur 6: Overzicht belangrijkste kostbegrippen.

Tabel 2: Een overzicht van enkele belangrijke begrippen

Begrip	Interpretatie
Productiekosten en andere kosten	Productiekosten, infrastructuurkosten en andere kosten die gemaakt worden om elektriciteit te produceren en tot bij de eindgebruiker te brengen. Concreet zijn dit materiaalkosten, arbeidskosten, kapitaalkosten en andere.
Schadekost	Schade aan mens of milieu die wordt uitgedrukt in een bepaalde kost. Het begrip moet ruim worden geïnterpreteerd. Zo worden in dit rapport de kosten verbonden aan de ontmanteling van kerninstallaties en de berging van kernafval ook gezien als schadekosten. Meer en meer beginnen dit soort kosten te behoren tot productiekosten (cfr terugnameplicht en dergelijke).
Preventiekost	Alternatief voor het inschatten van schadekosten. Kosten die de samenleving moet maken om een overheidsdoelstellingen te behalen. Dit wordt soms gebruikt als de schadekosten moeilijk in te schatten zijn..
Private kost	Kosten die rechtstreeks door de gebruiker worden betaald zijn private kosten.
Externaliteit	Een externaliteit ontstaat wanneer bij een bepaalde (trans)actie iemand een negatieve (of positieve) impact ondervindt en waarbij deze persoon geen volledige compensatie krijgt (of geeft) voor deze impact. Men zegt ook wel eens dat het effect niet in de prijs is verrekend. Er bestaan dus zowel negatieve als positieve

	externaliteiten.
Externe kost	Externe kosten zijn externaliteiten die gemonetariseerd zijn. Dit zijn kosten die ten laste vallen van derden zonder dat deze daarvoor via de markt compensaties betaald krijgen. Deze externe kosten behoren dus niet tot de private kosten van één van de doelgroepen of de overheid maar ze vormen wel een kost voor de maatschappij (Ochelen & Putzeijs, 2007).
Sociale kost	We definiëren een sociale kost als de som van de private en externe kosten. Een synoniem is maatschappelijke kost. Een prijs die overeenkomt met “de marginale maatschappelijke kostprijs”, is het algemeen principe voor de internalisering van externe kosten. Dit betekent dat de prijs gelijk zou moeten zijn aan zowel de kosten van de gebruiker en de externe kosten. Een tarief op basis van de marginale maatschappelijke kosten leidt op die manier tot een efficiënt gebruik van de bestaande infrastructuur.

1.2. Het gebruik van de kostbegrippen in beleid

Schadetekosten, externe kosten en totale sociale kosten hebben elk hun eigen nut en deze paragrafen bespreken kort waarvoor ze gebruikt worden.

Het gebruik van schadetekosten als evaluatie van impacts en maatregelen

Een van de hoofddoelen van dit rapport is het inschatten van de schadetekosten van elektriciteitsproductie met de bedoeling een goed overzicht te hebben van de (toekomstige) impacts van elektriciteitsproductie. Het gebruik van schadetekosten wordt vanaf paragraaf 1.3 verder uitgediept. Het grote voordeel van het gebruik van schadetekosten is dat je ze kan optellen bij andere kosten, bijvoorbeeld de private kosten. De schadetekosten zijn ook van nut in analyses die deze schadetekosten vergelijken met kosten van maatregelen die deze schadetekosten proberen te beperken (kosten-batenanalyses). Schadetekosten kunnen worden gebruikt als maatstaf waarmee (financiële) stimuli moeten vergeleken worden. Er is sprake van een efficiënt beleid als een taks overeenkomt met de marginale schade of als een subsidie overeenkomt met de vermeden marginale schade.

Het gebruik van externe kosten als evaluatie van beleid

Externe kosten zijn alle (schade)kosten die niet geïnternaliseerd zijn. Indien deze kosten niet verrekend zijn in de prijs is er altijd sprake van welvaartsverlies. De consumptie van een bepaald goed kan te hoog zijn en we zijn vanuit maatschappelijk standpunt niet efficiënt in onze productkeuze. Een beleid dat volledige internalisatie van schadetekosten nastreeft zal leiden tot het verdwijnen van externe kosten.

Soms zorgt het gebruik van de verschillende begrippen voor verwarring. Schadetekosten en externe kosten zijn gelijk indien er geen sprake is van enige internalisatie. In die zin mogen de cijfers die wij in dit rapport schadetekosten noemen vaak vergeleken worden met wat andere rapporten externe kosten noemen (omdat ze er van uitgaan dat er geen internalisatie is).

Het gebruik van het begrip “sociale kost” als evaluatie van technologieën

De sociale kost wordt beschouwd als de totale kost die geassocieerd worden met de productie van 1 KWh elektriciteit met een bepaalde bevoorradingszekerheid. Het is de som van de private en externe kosten.

Sociale kost = private + externe kost

Winsten en taksen kunnen deel uitmaken van de totale sociale kost als ze representatief zijn voor een kost die gedragen wordt door de maatschappij:

- Normale winst komt voor als de totale opbrengsten gelijk zijn aan de totale kosten. Deze normale winsten zijn dan het minimumtarief dat door investeerders wordt vereist en komen

overeen met de kapitaalkost. In een situatie waarbij bepaalde goedkopere energiebronnen slechts beperkt aanwezig zijn of in situaties met beperkte toelevering van elektriciteit door technische beperkingen (zoals “kan niet voldoen aan marginale vraag”) dan zorgt deze voor supernormale winst, die ook representatief zijn voor de kost van die beperkingen.

- Een taks kan bestaan om een (deel van) een schadekost te internaliseren. Deze komt dan overeen met een kost die gedragen wordt door de maatschappij.

In alle andere situaties maken winsten of taksen geen deel uit van de totale sociale kost. Onderstaande paragraaf maakt duidelijk waarvoor de verschillende begrippen van nut kunnen zijn.

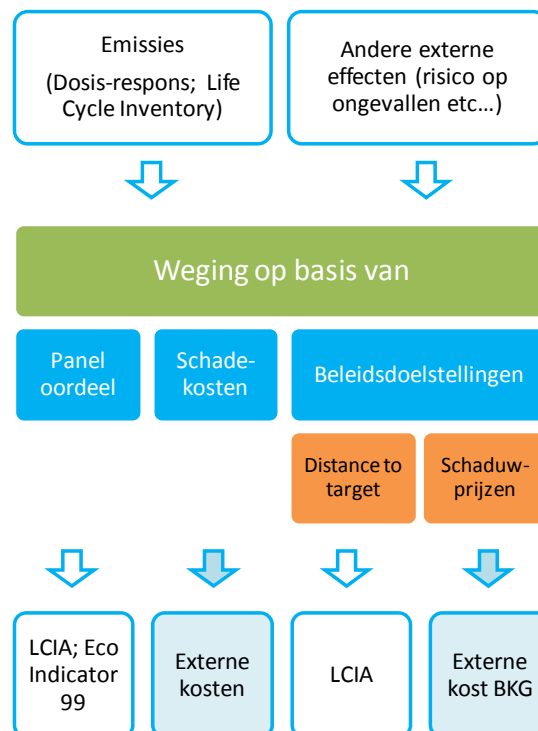
In dit rapport behandelen we geen private kosten, dus ook geen sociale kosten. Het gebruik van het begrip “sociale kost” voor een schadekost scheidt verwarring. De sociale kost omvat immers ook alle productie- en infrastructuurkosten. De vertaling naar duurzaamheid van een technologie is dan ook beter niet enkel gebaseerd op de schadekosten. De reden is dat sommige technologieën met een lage externe kost een heel hoge privaatkost kunnen hebben. Men moet dan ook de resultaten van dit rapport voorzichtig gebruiken omdat het geen private kosten behandelt.

1.3. Het berekenen van schadekosten

Het principe

Om de impact van een bepaald product zoals elektriciteit na te gaan, kan men gebruik maken van een ‘impact analyse methodologie’, ook wel LCIA genoemd. Deze methodologie behoort tot de groep van LCA analyses. Dergelijke methodes berekenen de ernst van bijvoorbeeld pollutie aan menselijke gezondheid (bijvoorbeeld uitgedrukt in DALY, verloren levensjaren) en aan ecologische systemen (bijvoorbeeld uitgedrukt in PDF, verdwijning van dier- en plantensoorten).

Een andere benadering is gebaseerd op het gebruik van schadekosten. Net zoals bij het gebruik van schadefactoren (LCIA) wordt een dosis-respons functie bepaald. Bij de schadekosten gaat men voor de bepaling van de ernst van de schade, deze schade economisch waarderen. Het is duidelijk dat beide modellen belangrijke verschillen tonen. Zo worden de PM emissies bij de methode met schadekosten veel schadelijker aanzien dan bij het gebruik van schadefactoren. Dit komt o.a. omdat schadekosten kleine effecten op een groot deel van de bevolking mee in rekening brengen.



Figuur 7: Overzicht van hoe de impacts van emissies en andere impacts worden gewogen.

Het verschil tussen verschillende methodes is dus voornamelijk de weging:

- Sommige impactanalyses (zoals Eco-indicator '99) baseren de weegfactor op basis van het oordeel van **een panel**.
- In de methode van de **schadekosten** worden impacts beoordeeld op basis van de monetaire waarde van de schade die wordt veroorzaakt. Methoden die op deze manier tot een weegfactor voor emissies komen behoren tot de categorie 'economische schadewaarderingsmethoden'. Verzurende emissies zorgen bijvoorbeeld voor gewasschade, afname van biodiversiteit en schade aan gebouwen. Door deze schade monetair te waarderen kunnen de schadekosten van een emissie worden bepaald. Door de verschillende schades in een zelfde eenheid te waarderen (nl. monetair), kunnen ze onderling vergeleken worden en ook worden opgeteld.
- Men kan de weegfactor ook baseren op het behalen van een bepaalde **beleidsdoelstelling**. Methoden die uitgaan van beleidsdoelstellingen baseren de weegfactor op het behalen van overheidsdoelstellingen. Deze methoden kunnen worden onderverdeeld in twee subcategorieën.
 - De eerste subcategorie baseert de weegfactor op de afstand tot het doel. **LCIA** behoort tot deze categorie.
 - De tweede subcategorie baseert de weegfactor op de kosten die de samenleving moet maken om de overheidsdoelstellingen te behalen. De totale kosten voor het behalen van een doelstelling worden preventiekosten genoemd. De marginale kost voor het behalen van een doelstelling worden een **schaduwprijs** genoemd. Bij deze methoden worden de baten van emissiereductie direct uitgedrukt in monetaire termen.

Voor dit rapport maken we gebruik van volgende methoden:

1. Voor alle luchtmissies maken we gebruik van schadekosten.
2. Voor broeikasgassen is zowel een weging gebeurd met schadekosten als met de methode van preventiekosten. Beiden blijken van dezelfde grootte-orde en beiden stijgen ze in de tijd (Lodewijks et al., 2009; De Nocker et al., 2010).
3. LevensCyclusInventaris (LCI) werd gebruikt om de hoeveelheid luchtmissies en broeikasgasemissies over de volledige levenscyclus te analyseren. LCI is een fase uit de LevensCyclusAnalyse (LCA) en wordt verder uitgelegd in hoofdstuk 2.

Monetaire waardering

Het principe van monetaire waardering bestaat erin om verschillende impacts te wegen in functie van het belang dat de man in de straat hieraan hecht. Hiertoe tracht men de bereidheid tot betalen (willingness to pay) van een individu in te schatten om bepaalde negatieve effecten te vermijden of om positieve effecten, goederen of diensten te verkrijgen. Voor sommige impacts kan men zich hierbij op marktprijzen baseren.

De waardering van de schade aan de gezondheid moet gebeuren aan de hand van de individuele 'bereidheid tot betalen' (WTP, willingness to pay) van de burger om deze specifieke gezondheidseffecten of een verhoogd risico op vroegtijdig overlijden te vermijden, of de bereidheid om een compensatie voor de negatieve impact te aanvaarden (WTA, willingness to accept). Allerlei methoden worden gebruikt om (in)direct de WTP van groepen van mensen te achterhalen.

Effecten op mortaliteit worden gewaardeerd op basis van de waarde die mensen hechten aan een verlaging van kleine risico's op fatale accidenten of vroegtijdig overlijden. Deze waarden kunnen worden afgeleid uit het gedrag van mensen (bijvoorbeeld aankopen van veiligheidsvoorzieningen zoals een airbag; veiligheidspremies die men vraagt om jobs uit te voeren met hogere risico's op fatale accidenten) en op basis van enquêtes (contingente waarderingstudies) waarbij mensen worden gepeild naar hun bereidheid tot betalen voor het verlagen van risico's op dergelijke accidenten. Deze verandering in de kans op vroegtijdig overlijden wordt omgerekend in een 'waarde

van een statistisch leven' (VSL, Value of a statistical Life), wat evenwel geen maatstaf is voor de intrinsieke waarde van een leven.

Dit concept zegt niks over de waarde van een leven op zich (en is daarom misschien een ongelukkige formulering, en aanleiding tot felle kritiek), maar is afgeleid uit inschattingen van de bereidheid tot betalen om risico's op vroegtijdig overlijden te veranderen. Voor de waarde van een statistisch leven gebruikt deze studie 2,4 miljoen euro². Het is de waardering van kleine veranderingen in het risico, geaggregeerd over een grote groep mensen. De VSL is vermoedelijk leeftijdsafhankelijk, maar concrete studies hierover zijn beperkt en de resultaten niet eenduidig.

Inschatten van toekomstige schadekosten

Het is belangrijk dat alle monetaire termen consistent worden uitgedrukt om ze vergelijkbaar te maken. Vermits de studie ook toekomstige impacts waardeert, werd er rekening gehouden met volgende vereisten:

- Impacts in een toekomstig jaar moeten correct worden ingeschat; de marginale schade neemt in de toekomst toe omdat:
 - De wijziging van achtergrondemissies veranderen in de tijd en dus ook de marginale schade.
 - De bereidheid tot betalen varieert in de tijd. De methode probeert reële impacts te waarderen en gebruikt individuele preferenties (willingness to pay) als wegingmethode. Voor het inschatten van een kost in een toekomstig jaar baseren we ons hier op kostinformatie van vandaag. De huidige impacts (2010) met bijhorende schadekosten kunnen worden overdragen naar toekomstige jaren³, bijvoorbeeld 2030. Aanname hierbij is dat de bereidheid tot betalen toeneemt met een economische groei van 2%.
- Impacts in een toekomstig jaar moeten correct worden verdisconteerd naar een recenter jaar.
 - Een emissie in vb. 2030 kan impacts hebben in het jaar zelf of vele jaren later. Typisch worden de impacts die plaatsvinden na 2030 verrekend naar een kost in 2030. Hiervoor wordt een dalende verdiscontering gebruikt, beter gekend als de Weitzman verdiscontering met sociale tijdspreferentie⁴. Een emissie kan langetermijn gevolgen hebben (vb. nucleair⁵ of broeikasgassen). Als je deze toekomstige schadekosten wil verdisconteren naar een recenter jaar worden deze verrekend vlg Weitzman om te komen tot een kengetal:
 - 1-25 years: 3 %
 - 25-75 years: 2 %
 - 75-200 years: 1 %
 - > 300 years: 0 %Hoe hoger de discontovoet, hoe meer gewicht wordt toegekend aan kosten en baten in de nabije toekomst.
 - De kost in 2030 kan op haar beurt ook weer verdisconteerd worden naar een recenter jaar, vb. 2010. Hiervoor gebruikt deze studie 4%, zoals aanbevolen in (Ochelen & Putzeijs, 2007).

² (Torfs et al., 2005) gebruikte 1 miljoen euro.

³ Soms gebruikt men hiervoor de term « discount up », maar eigenlijk gaat het niet echt over verdisconteren. De opschaling is eerder een inschatting van toekomstige bereidheid tot betalen. Tijdspreferentie is hier niet van tel en er is ook aangenomen dat de bereidheid tot betalen evenredig toeneemt met de inkomens. Een alternatieve methode is om de bereidheid tot betalen te laten toenemen met het product van de economische groei en de inkomenselasticiteit.

⁴ De SRTP of "Social Rate of Time Preference" wordt vaak gebruikt en bestaat uit twee elementen. $SRTP = \rho + \theta g$, met ρ de pure "tijdspreferentie". De pure "tijdspreferentie" is normaal groter dan nul, typisch ongeveer 1% voor de kortetermijn. Het wordt ook wel "social time preference" of "pure rate of time preference" genoemd. Het is de vaststelling dat mensen consumptie vandaag verkiezen boven consumptie morgen. Er hangt een prijs aan het niet kunnen besteden van de volledige som vandaag (een prijs die je al dan niet doorrekent). Het tweede deel bestaat uit θ , het marginal nut van inkomen en g , de groei van de consumptie. Dit deel van de discontovoet probeert te corrigeren voor het feit dat toekomstige generaties eenzelfde eenheid van consumptie minder waardevol inschatten.

⁵ Ook voor de impacts van nucleair werd deze cumulatieve verdeling gevolgd (voor de eerste 25 jaar 3%, de volgende 50 jaren 2% enz...). Dit is verschillend van de iets conservatievere nulverdiscontering uit het vorige rapport (Torfs et al., 2005)

1.4. Overzicht kengetallen schadekosten

De schadekosten van impacts kan je enkel kwantificeren indien je er een methode en data voor hebt. Het rapport beschrijft dus enkel schadekosten die te kwantificeren zijn. Tabel 3 geeft de relatie weer tussen enkele belangrijke impacts en luchtpolluenten.

Tabel 3: Een overzicht van de belangrijkste polluenten en impacts.

	stof (PM ₁₀)	ozon	NO _x	SO ₂	CO ₂	ioniserende straling
Gezondheid (sterfte en ziekte)	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Landbouwgewassen		✓	✓	✓		
Materialen/gebouwen				✓		

Dit rapport bespreekt naast de impacts van emissies van luchtpolluenten en broeikasgassen ook de effecten van radionuclides⁶, biodiversiteit ten gevolge van landgebruik, ongevallen en visuele of geluidshinder. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de mogelijke impacts. De felgekleurde balk geeft aan of ze werden gekwantificeerd.

Tabel 4: Overzicht kengetallen (impacts naast het blauw werden gekwantificeerd) .

L U I K A	L U I K B	Gezondheid
		Impacts op landbouw
		Baten van SO ₂ emissies voor landbouw.
		Impacts op landbouwgewassen van VOC en NO _x via ozon
		Impacts van stikstofdepositie en zure neerslag
		Impacts op materialen en gebouwen
		Schade door vermindering levensduur bouwmaterialen
		Schade door vervuiling van gebouwen door fijn stof.
		Biodiversiteit ten gevolge van emissies van verzurende en vermestende stoffen
		Emissies naar lucht van zware metalen
		Broeikasgassen
		Emissies van radioactieve stoffen en risico's bij de berging van afval
		Biodiversiteit ten gevolge van landgebruik
		Ongevallen
		Visuele hinder en geluidshinder
		Terrorisme
		Bevoorradingszekerheid indien onverwacht
		Landgebruik schaarste
		Landgebruik; impact op voedselprijzen.
		Werkgelegenheid, uitgaven voor R&D
		Uitputting niet hernieuwbare stoffen (olie,gas, silicium, koper,...)
		Risico-aversie

⁶ Een radionuclide is een atoom met een onstabiele kern en is daardoor radio-actief. Radionuclides komen in de natuur voor of worden artificieel geproduceerd.

Volgende effecten worden niet gekwantificeerd:

Terrorisme

Studies over terrorisme die een inschatting doen van de kostprijzen bij aanslagen op elektriciteitscentrales, geven te sterk uiteenlopende resultaten. Daarom is deze (mogelijke) kost niet meegenomen in de berekeningen voor deze studie.

Bevoorradingszekerheid

De studie houdt geen rekening met de impacts van *onverwachte* veranderingen in de beschikbaarheid of prijzen van energiestromen. Onverwachte veranderingen zijn plotse, onverwachte en meestal discontinue wijzigingen zoals bijvoorbeeld tijdens de oliecrisis in de jaren '70. De nadruk wordt gelegd op *onverwachte* omdat er discussie is of de eindigheid van fossiele bronnen wel een externaliteit is. Een verwachte wijziging in de beschikbaarheid zou in principe worden verrekend in de private kosten door verrekening in de grondstofprijzen, bv. van ruwe aardolie of steenkool.

Landgebruik, schaarste

De studie houdt rekening met de effecten op ecosystemen door landgebruik (zie verder). Indien grondprijzen van land echter geen voldoende afspiegeling zijn van de schaarste van dat land hebben we te maken met een externaliteit. Dit kan voorkomen als landgebruik ondergewaardeerd is (bijvoorbeeld bepaalde wouden) of als landgebruik overgewaardeerd is (voorkeerbeleid voor bepaalde technologieën).

Landgebruik; impact op voedselprijzen.

Er treedt ook een externaliteit op als door een verschuiving van landgebruik de prijzen van voedsel stijgen. Deze materie is bijzonder complex omdat er een goede referentie nodig is van het landgebruik. Indien bijvoorbeeld land in de toekomst voor energiegewassen zou gebruikt worden dat anders voor voedselproductie zou gebruikt worden, stijgen de voedselprijzen. Maar als datzelfde land in een referentie gebruikt zou worden voor landbouw treden er ook externaliteiten op (verhoogde gezondheidsuitgaven).

Werkgelegenheid, uitgaven voor R&D, uitputting niet hernieuwbare stoffen (olie, gas, silicium, koper,...)

Er is geen algemene consensus dat deze aspecten externaliteiten zijn.

Risico-aversie

De mate waarin iemand de gevolgen van bepaalde risico's meer dan neutraal ervaart is risico-aversie. Gemiddeld gezien zijn mensen risico-avers. Het is voornamelijk van belang bij impacts met een klein risico en een grote impact. Bij het maken van keuzes speelt risico-aversie wel altijd een rol. Bij de rangschikking van rampen zien we een gelijkaardig fenomeen. Een ramp die met een kans van 1 op 1 miljoen voorkomt maar waarbij 100 dodelijke slachtoffers vallen wordt als erger ervaren dan een ramp met een kans van 1 op tienduizend met gemiddeld 1 dodelijk slachtoffer (zie in de tekst bij nucleaire ongevallen voor een gelijkaardig voorbeeld). De literatuur bevestigt dat risico-aversie een schadekost is die moet in rekening gebracht worden (Pearce, 2000)⁷. Indien voor het bepalen van schadekosten rekening wordt gehouden met de risico-aversie van bijvoorbeeld ongevallen, dan wordt rekening gehouden met een extra component, namelijk de bereidheid tot betalen voor het vermijden van de risico's. Voor het in rekening brengen van risico-aversie betalen we wel altijd een prijs. Er kan immers een verschuiving optreden naar een technologie met andere externaliteiten of een technologie waar frequenter accidenten voorkomen maar met een beperkter aantal doden per accident.

Toch brengen we risico-aversie niet in rekening omdat het controversieel is omwille van beperkte data. De data uit de literatuur houden vandaag ook te weinig rekening met tijdsaspecten (kans op een ongeval binnen de tijdshorizon van de levensduur). Het onderwerp is te ruim om binnen de context van deze studie grondig te onderzoeken. Zo zou in principe ook de risico-aversie moeten in

⁷ "The validity of multiplying WTP by disaster aversion factors remains questionable. Plausible theory can be developed to support such a procedure but empirical studies for 'large' accidents have not been undertaken such that multipliers could be developed. In the meantime, available rigorous research suggests that such multipliers may not exceed unity at least for 'modest' group deaths. In other respects, it is clear that the nature of the risk reduction and the institutional context do matter for WTP, so that no blanket rules for transferability can be derived in the absence of further information."

rekening worden gebracht van gasexplosies en dergelijke (hetgeen evenmin gebeurde in het kader van deze studie).

Andere Impacts

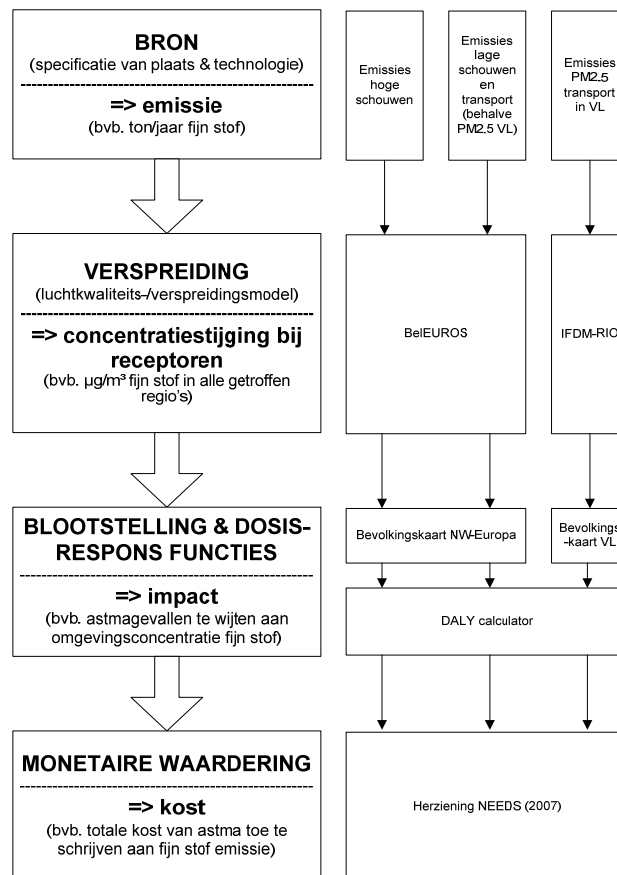
Windturbines hebben een impact op de fauna in het gebied en dan voornamelijk op vogels. Onderzoek toont aan dat vogels tijdens het vliegen in botsing kunnen komen met windturbines of dermate verstoord worden dat ze gebieden met windturbines vermijden. In een studie van het Instituut voor Natuurbehoud (2003) werd de aanvaringskans op rotorhoogte ingeschat van 1 op 12.000 tot 1 op 600 overvliegende vogels afhankelijk van de locatie en de soort vogels. Vergelijkt men het aantal vogelslachtoffers door windturbines echter met andere menselijke activiteiten dan blijft het effect van de windturbines klein (jacht: 1 500 000 vogels, verkeer 8 700 000 vogels). Ook hier kan een goede inplanting veel schade voorkomen.

Naast bovenstaande effecten kunnen eventueel interferenties met elektromagnetische golven of communicatiesystemen plaatsvinden en kan de slagschaduw van de wieken overlast veroorzaken. Door een goede planning kunnen deze effecten volledig worden voorkomen. Verder moet rekening worden gehouden dat de bouwhoogten van potentiële gebouwen en infrastructuur in de omgeving van een windmolen beperkt moet blijven.

1.5. Luchtverontreinigende stoffen: gezondheid, landbouwgewassen, bouwmaterialen en biodiversiteit

Vanaf hier worden de verschillende impacts besproken. De kengetallen van luchtverontreinigende stoffen uit De Nocker et al. (2010) worden in dit rapport toegepast op de productie van elektriciteit in Vlaanderen. Luik A gebruikt voor de verschillende stappen vooral emissie-, verspreidings- en blootstellingsdata en modellen uit Vlaanderen, omdat dit meer gedetailleerde berekeningen toelaat en consistent is met informatie uit andere publicaties van Mira-Vlaanderen. Daarnaast gebruikt luik A ook Europese impact-assessment modellen en studies, met name de informatie rond dosis-effect relaties voor volksgezondheid en hun waardering in geldtermen. De monetaire waardering bouwt verder op het Europese onderzoek maar houdt verder rekening met data rond kosten van gezondheidszorgen in Vlaanderen. Onderstaande figuur geeft aan welke bouwstenen gebruikt werden in de verschillende stappen van de schadefunctiemethode.

De emissies, concentraties, gezondheidsimpacts en kosten werden berekend voor 24 verschillende scenario's. Er zijn berekeningen uitgevoerd voor de sectoren hoge schouwen, lage schouwen en transport, de parameters PM (2.5 en coarse), VOC, SO₂ en NO_x en de steekjaren 2010 en 2020. Er zijn kengetallen ontwikkeld voor 2 steekjaren: 2010 en 2020. In de toekomst (zie tabel 5 voor 2020) zijn de kengetallen hoger omdat rekening wordt gehouden met hogere achtergrondemissies, een hogere bevolkingsgroei en een toename van de bereidheid tot betalen. De impacts op volksgezondheid in Vlaanderen en buur regio's hebben het grootste aandeel in de totale externe kosten. Voor primair fijn stof zijn gezondheidsimpacts de enige die gekwantificeerd werden. Voor SO₂, VOS en NO_x zijn ook impact gerekend op landbouwgewassen, bouwmaterialen en biodiversiteit maar hun aandeel is beperkt (resp. 8%, 5% en 22%, NO_x excl. ozon).



Figuur 8: Bouwstenen voor toepassing schadefunctie methode voor bepaling externe kosten emissies uit verschillende sectoren in Vlaanderen

Tabel 5: Samenvattende tabel voor kengetallen voor schadekosten van emissies naar lucht in 2010 (in keuro₂₀₀₉ /ton emissie).

Emissies in 2010	PM2,5	PMcoa(a)	PM10(b)	SO ₂	VOS	NOx excl ozon	NOx incl ozon (c)
Energiesector, industrie, diensten en huishoudens							
Hoge schouwen	22,4	5,1	17,1	9,6	7,6	4,2	0,7
Lage schouwen	140,9	25,0	125,5	10,1	7,5	6,3	0,6

(a) PM coarse of deeltjes met een diameter tussen 2.5 en 10 µm.

(b) de impacts van PM10 zijn afhankelijk van aandeel PM2.5 en PM coarse (2.5-10) in PM10

(c) Impact van NOx via ozon is netto negatief.

Tabel 6: Samenvattende tabel voor kengetallen voor schadekosten van emissies naar lucht in 2020 (in keuro₂₀₀₉ /ton emissie).

Emissies in 2010	PM2,5	PMcoa(a)	PM10(b)	SO ₂	VOS	NOx excl ozon	NOx incl ozon (c)
Energiesector, industrie, diensten en huishoudens							
Hoge schouwen	27.6	6.3	21.2	13.3	8.6	10.9	8.3
Lage schouwen	174.3	30.9	155.3	13.9	8.6	12.9	8.4

(d) PM coarse of deeltjes met een diameter tussen 2.5 en 10 µm.

(e) de impacts van PM10 zijn afhankelijk van aandeel PM2.5 en PM coarse (2.5-10) in PM10

(f) Impact van NOx via ozon is netto negatief.

1.6. Emissies naar lucht van zware metalen

De basis van deze cijfers zijn cijfers uit vroegere studies van ExternE naar externe kosten van zware metalen. De schadekosten zijn kosten voor volksgezondheid van emissies van zware metalen, rekening houdend met blootstelling via lucht, drinkwater en de voedselketen. De cijfers zijn gebaseerd op een Europees model (Watson) en geactualiseerd naar 2010.

Tabel 7: Schadekosten voor effecten op gezondheid van emissies naar lucht van zware metalen en dioxines volgens EcoSense web.

	hoge schouwen	eenheid	lage schouwen hoge schouwen =100
Cd	99,1	in keuro ₂₀₀₉ /ton	111%
As	627	in keuro ₂₀₀₉ /ton	112%
Ni	2,72	in keuro ₂₀₀₉ /ton	183%
Pb	329	in keuro ₂₀₀₉ /ton	106%
Hg	9,47	in miljoen euro ₂₀₀₉ /ton	100%
Cr*	15,7	in keuro ₂₀₀₉ /ton	180%
Cr-VI*	78,4	in keuro ₂₀₀₉ /ton	180%
Formaldehyde	0,24	in keuro ₂₀₀₉ /ton	100%
Dioxines	43 794	in miljoen euro ₂₀₀₉ /ton	100%

* Externe kosten voor Cr en Cr-VI mogen niet samen gebruikt worden.

Bron : gebaseerd op (Preiss P., 2008)

1.7. Broeikasgassen

Zoals verderop in de resultaten zal blijken is de impact van broeikasgassen belangrijk, ondanks de grote onzekerheid. De meest recente studies gebruiken kengetallen die in hun onderbouwing zowel aansluiten bij de literatuur over de schadekosten als de preventiekosten verbonden aan de doelstelling van een maximale opwarming met 2°C. De centrale schattingen voor de schadekosten op basis van de schadekosten zelf en op basis van preventiekosten zijn van eenzelfde orde van grootte en beide stijgen in de tijd.

De resultaten van recente studies wijzen op getallen die beduidend hoger zijn dan de 20 euro/ton CO₂-eq. uit (Torfs et al., 2005). Daarom werd een kengetallenreeks afgeleid voor schadekosten die stapsgewijs stijgen met de tijd (tijdstip van emissie) tussen 2010 en 2050 (zie tabel).

Tabel 8: Kengetallenreeks voor schadekosten van de voornaamste broeikasgassen 2010-2050.

	Broeikasgas			
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	SF ₆
GWP	1	21	310	23900
eenheid	euro/ton	keuro /ton	keuro/ton	keuro/ton
2010	20	0,42	6,2	478
2020	60	1,26	18,6	1434
2030	100	2,1	31	2390
2040	160	3,36	49,6	3824
2050	220	4,62	68,2	5258

Cijfers op basis van MIRA 2010 (De Nocker et al., 2010) ; global warming potential op basis van IPCC 1996 (IPCC, 1996)

1.8. Emissies van radioactieve stoffen en risico's bij de berging van afval⁸

Voor nucleaire energie moet rekening gehouden worden met de stralingsrisico's in alle stadia van de nucleaire brandstofcyclus (ontginning van uranium, verrijking, fabricage van brandstofelementen, productie van elektriciteit), met risico's op nucleaire ongevallen (deze worden apart behandeld) en met de 'kosten verbonden aan de ontmanteling van kerninstallaties en de berging van afval (met inbegrip van het afval dat ontstond bij de winning van uranium):

1. De niet geïnternaliseerde (residuele) gezondheidsrisico's van straling voor werknemers en de bevolking; en
2. de mogelijkheid dat fondsen die aangelegd worden om de toekomstige ontmanteling van kerninstallaties en de berging van kernafval te financieren ontoereikend zijn.

Voor de inschatting van de risico's van straling baseren we ons op het ICRP (1991), waarbij een lineaire dosis-effect benadering zonder drempel gehanteerd wordt. Bovendien worden effecten op lange termijn niet verdisconteerd, waardoor de externe kosten van het stralingsrisico eerder conservatief worden ingeschat. Voor de inventaris van vrijgekomen straling in de ganse levenscyclus baseren we ons op LCA databases, net zoals voor de andere energiedragers.

In de eerste ExternE studies is veel aandacht gegaan naar de nucleaire brandstofketen. De bepaling van de externe kosten van de nucleaire cyclus volgt dezelfde filosofie, namelijk de bottom-up benadering. De emissies en prioritaire impacts zijn echter totaal verschillend van deze van klassieke brandstoffen. Er werd voor de Belgische implementatie teruggegrepen naar de methodologie en resultaten van de Franse studie van CEPN (EC, 1995), aangezien veel van de stappen in de cyclus vergelijkbaar zijn. De ontginning van uranium is daarentegen sterk verschillend en hiervoor is een eigen literatuurstudie gemaakt. Hieruit is gebleken dat een belangrijk deel van het uranium dat in Belgische centrales gebruikt wordt als bijproduct wordt gewonnen bij bijvoorbeeld koperontginning. Een aantal negatieve impacts die optreden bij de ontginning van uranium via mijnbouw worden hierbij vermeden (De Nocker, 1999, p45.). Specifiek voor de Belgische situatie valt ook de

⁸ Niet vermelde bronnen : zie Torfs et al., 2005

rehabilitatie van slecht achtergelaten uraniummijnen (zoals bvb. in het vroegere Belgisch Kongo) onder de externe kosten; inschattingen hieromtrent zijn echter niet beschikbaar.

Er wordt voornamelijk gekeken naar emissies van radioactieve isotopen, hun verspreiding en impact op de volksgezondheid. Alle mogelijke radiologische impacts werden in rekening gebracht. Na verspreiding van radionuclides wordt de inname van deze radionuclides (via de voedselketen, via inhalatie,...) bepaald. Deze inname wordt vervolgens omgerekend naar een dosis, volgens de richtlijnen en modellen van de internationale commissie voor stralingsbescherming (ICRP). Individuele doses kunnen opgeteld worden tot een collectieve dosis. De collectieve dosis van een getroffen bevolkingsgroep wordt gebruikt om het verwachte aantal kankers en erfelijke effecten te bepalen. Er wordt hierbij gebruik gemaakt van risicofactoren van het ICRP (ICRP, 1991).

Hiervoor gebruikt men een lineaire dosis-respons relatie, zoals deze ook gehanteerd wordt door ICRP (ICRP,1991). De lineaire dosis-respons relatie is een conservatieve benadering. Reeds geruime tijd is er discussie in wetenschappelijke kringen over het bestaan van drempelwaarden voor radiologische effecten of zelfs een helend effect van radioactiviteit in kleine dosissen toegediend (het zogenaamde Hormesis effect). Tot op heden bestaat er geen onweerlegbaar algemeen geldend bewijs dat hetzij de drempelwaardentheorie, hetzij het Hormesis effect staaft, zodat het ICRP de conservatieve benadering van een lineaire relatie hanteert. Een direct gevolg is dat in een marginale analyse de achtergrondstraling niet beschouwd moet worden. Indien met drempelwaarden gewerkt moet worden, hangt de impact van een dosis af van de achtergrond dosis die men al opgelopen heeft. Een lineaire relatie tussen dosis en effect maakt het mogelijk doses op te tellen over een bevolking tot een collectieve dosis. Deze collectieve dosis vat in één getal de radiologische impact van bepaalde nucleaire toepassingen samen. Tegelijk gaan echter details over de hoogste individuele dosis e.d. verloren.

Tabel 9: De bijdrage in % per Sv effectieve dosis voor effecten bij lage dosissen en lage dosistempo's.

	Impact (% per Sv) ⁹		
	Fatale kankers	niet-fatale kankers	Ernstige erfelijke afwijkingen
Werkers	4,0	0,8	0,8
Publiek	5,0	1,0	1,3

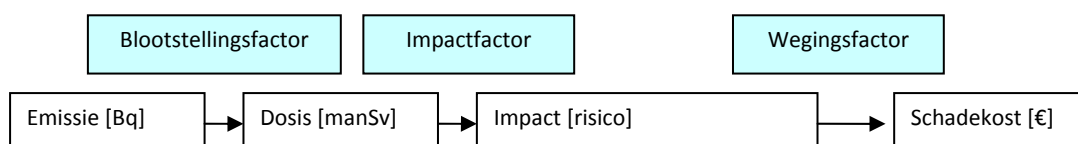
Bron: ICRP 60 (1991); zie ook "MIRA Achtergronddocument Ioniserende straling" op www.milieurapport.be

Kernenergie belast de komende generaties met het beheer van radioactief afval. Wat de ontmanteling van kerncentrales en de berging van kernafval betreft moet de aandacht erop gevestigd 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 dus geïnternaliseerde kosten. Enkel de extra kosten die bij een eventuele ontoereikendheid van dit fonds moeten betaald worden om de berging van radioactief afval te financieren, kunnen als externe kosten beschouwd worden. In dat verband moet gewezen worden op de onzekerheden m.b.t. de scenario's, strategieën en hypothesen die werden gehanteerd voor het inschatten van de ontmantelings- en bergingskosten. Zo is er voor ontmanteling van de Belgische kerncentrales een keuze tussen directe ontmanteling 5 à 15 jaar na stopzetting van de kerncentrales en uitstel van ontmanteling met 120 jaar, waarbij het moment van stopzetting (een eventuele kernuitstap) en de al dan niet seriële aanpak kostenbepalend zijn. Er werd tot dusver geen rekening gehouden met de drie verschillende reactorontwerpen van de Belgische centrales. Verder bestaat nog onzekerheid rond cruciale politieke opties (kernuitstap, opwerking), maar evenzeer economische opties zoals de gebruikte actualisatievoet, onzekerheidsmarges en technisch delicate onbekenden zoals de industriële realisatie van de opslag van plutonium en splijtstofconditionering voor kleiberging. In het licht van de bestaande onzekerheden is het aangewezen dat diverse maximum kostopties (zoals wettelijk vereist) in acht genomen worden,

⁹ Op basis van epidemiologisch onderzoek bij bestraalde populaties (meestal hoge dosissen) schat de Internationale Commissie voor Stralingsbescherming (ICRP) de kans op de ontwikkeling van een fatale kanker op 5 % per Sv voor de bevolking (alle leeftijden, dus inclusief gevoelige groepen) en op 4 % per Sv voor volwassen werknemers (ICRP, 1991). Dit zou betekenen dat iemand gemiddeld 5 kansen op 1 000 heeft om een fatale kanker te ontwikkelen indien die persoon in zijn leven is blootgesteld aan verschillende kleine dosissen waarvan de som 100 mSv bedraagt. Het 'schade'-concept van de ICRP is ruimer dan kankerdood en houdt eveneens rekening met niet-fatale kankers, met erfelijke afwijkingen en met het verlies in levensverwachting (MIRA-T, achtergronddocument bij hoofdstuk 2.6 ioniserende straling).

zoals b.v. de directe ontmanteling, reactor per reactor, volgens de planning van een kernuitstap of de uitbreiding van het de "vervuiler betaalt"-principe voor nucleair afval tot de nieuwe opties voor doorgedreven opwerking en afvalreductie (P&T) die volgens planning door het StudieCentrum voor Kernenergie onderzocht werden, of de omkeerbaarheid van het bergingsconcept. Bij de laatste review (in 2007) van het door Synatom opgestelde rapport m.b.t. de financiering van ontmanteling en berging bleek alvast dat aan deze voorwaarde niet voldaan werd. Gegeven de onzekerheden die er zijn op het bergingsconcept (i.v.m. terughaalbaarheid van het afval, de te volgen ontmantelingsstrategie e.d.) is het aangewezen de 'maximum kost optie' in rekening te brengen, wat niet gebeurd is volgens die review van Synatom in 2007. (Laes et al., 2007).

De beschrijving van de risico's van straling is gebaseerd op (Torfs et al., 2005). Voor de inschatting van de impacts in verband met de stralingsrisico's is een actualisatie uitgevoerd met Belgische cijfers uit het Europese onderzoeksproject NEEDS (Markandya A. et al., 2010). De berekening maakt gebruik van de software "EcoSense versie 1.3". De laatste updates van deze software zijn uitgevoerd tijdens de projecten NEEDS en CASES (Markandya A. et al., 2010 ; website FEEM). Het resultaat is vergelijkbaar met het cijfer uit (Torfs et al., 2005). Vooral de blootstellingsfactoren ($Bq > manSv$) zijn geupdate in overeenstemming met [UNSCEAR 2000]. De methode wordt weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur 9: Schema van de analyse van de blootstelling, fysieke impact en schadekost ten gevolge van de emissie van radionuclides

Er werd verdisconteerd met een dalende sociale discountvoet (Weitzman 1999) voor de belangrijkste nucleï Rn-222, H-3 and C-14 , dit in tegenstelling tot de iets conservatiever nulverdiscontering van het vorige rapport (Torfs et al., 2005).

Tabel 10: Schema BTB en sociale discountvoet

Jaar	BTB stijging voor gezondheid	Verdiscontering
0-30	1.7%	3%
31-75	0.85%	2%
76-300	0%	1%
>300	0%	0%

Onderstaande tabel toont het verband tussen de emissiebron en de blootstelling, uitgedrukt in ManSv per radionuclide.

Voor de impactfactoren gebruikt Econsense een lineaire dosis-effect relatie. Volgende aanbevelingen van ICRP60¹⁰ werden gebruikt:

- 0.05 gevallen per manSv voor dodelijke kankers
- 0.12 gevallen per manSv voor niet-dodelijke kankers
- 0.01 gevallen per manSv voor erfelijk overdraagbare aandoeningen

¹⁰ De ICRP (International Commission on Radiological Protection) is een wetenschappelijke commissie in 1928 opgericht door de 'International Society of Radiologists' onder het voorzitterschap van de Zweed Rolf Sievert. Ze publiceert regelmatig aanbevelingen en richtlijnen en bepaalt aldus de basisprincipes van de stralingsbescherming. De ICRP publicatie 60 dateert van 1991.

Tabel 11: Blootstellingsfactor voor radionuclides

Radionuclide	Emissie naar:	[manSv/PBq] ¹¹
Aerosols, radioactive, unspecified	air	2000
Carbon-14	air	92270
Carbon-14	water	1000
Cesium-137	air	7400
Cesium-137	water	98
Hydrogen-3, Tritium	air	4.1
Hydrogen-3, Tritium	water	0.85
Iodine-129	air	64000
Iodine-131	air	20300
Iodine-131	water	63400
Krypton-85	air	0.214
Noble gases, radioactive, unspecified	air	0.43
Radon-222	air	2.5
Thorium-230	air	30000
Uranium-234	air	8000
Uranium-234	water	198
Uranium-238	air	7000
Uranium-238	water	1960
Strontium-90	water	4.7
Ruthenium-106	water	3.3
Lead-210	air	1000
Polonium-210	air	1000
Radium-226	air	600

Verdere informatie (zoals bijvoorbeeld de weging via monetaarisering) is terug te vinden op (Preiss & Klotz, 2007). Omwille van de gelijkensissen tussen het oude cijfer (0.3 €/MWh collectieve dosis) en het nieuwe cijfer (0.2 €/MWh) behouden we ook de beschrijving van het vorige rapport grotendeels. Ook voor andere effecten zijn de verschillen met vroegere berekeningen klein.

De totale externe kost voor de brandstofcyclus is nu wel 1.8 €/MWh in vergelijking met het oude cijfer 0.7€/MWh. Het cijfer voor de totale nucleaire cyclus is dan ook groter dan in het vorige MIRA rapport (Torfs et al., 2005) en dit vooral omwille van de impact van lokale pollutanten bij de brandstofvoorbereiding.

1.9. Biodiversiteit ten gevolge van landgebruik

Net zoals de impact op biodiversiteit door emissies van luchtpolluenten (zie boven), wordt de impact van landgebruik op biodiversiteit gemeten in PDF. (Potentially Disappeared Fraction based on Ott et al., 2006) Binnen NEEDS is een nieuwe methode ontwikkeld voor het beoordelen van het verlies aan biodiversiteit van energiegerelateerd landgebruik. De effecten van veranderingen of transformaties van landgebruik zijn gebaseerd op empirische data van het voorkomen van vasculaire planten in functie van het landgebruik en de grootte. De berekening van de effecten omvat zowel lokale schade aan de biodiversiteit als in de omgeving. PDF wordt gebruikt als maatstaf ten opzichte van een referentie. De basis van de monetaire waardering van schade door energieproductie en –infrastructuur zijn de kosten voor herstel van het landgebruik. Ze zijn het resultaat van een meta-analyse op verschillende Duitse studies die de kosten om beschadigde habitats te herwaarderen. Data uit onderstaande tabel werd gebruikt om de schadekosten in te schatten.

¹¹ ManSv per PBq is een eenheid die aangeeft hoeveel manSv er per petabecquerel straling wordt opgenomen. Een manSv is een maat voor een collectieve dosis. De dosis in Sv is gelijk aan "geabsorbeerde dosis" vermenigvuldigd met een "straling wegingsfactor". Deze collectieve dosis is gedefinieerd als het somproduct van een gemiddelde dosis van verschillende groepen blootgestelde mensen en het aantal personen in deze groep. De eenheid kan dus gebruikt worden om het niveau van straling weer te geven van een activiteit of bron.

De becquerel (Bq symbool) is het SI afgeleide eenheid van radioactiviteit. Een Bq is gedefinieerd als de activiteit van een hoeveelheid radioactief materiaal waarin een kern vervalft per seconde. De Bq eenheid is daarom gelijk aan s⁻¹

Tabel 12: Schadekost voor landgebruik in €2000/m² (bron:DLR, 2009)

Landgebruik	Impact in €2000/m ²
Wijziging uit akkers	0.17
Wijziging uit bossen	2.66
Wijziging uit grasland en wei, niet gespecificeerd	0.55
Wijziging uit grasland en wei, extensief	0.76
Wijziging uit grasland en wei, intensief	0.34
Andere, niet gespecificeerd	1.52

1.10. Ongevallen

Algemeen overzicht

Voor ongevallen baseren we ons op (IER, 2004) omdat dit rapport het meest recente rapport is met een monetaire waardering voor ernstige ongevallen bij de ontginning en het transport van fossiele brandstoffen. Op basis van historische databases en kansberekeningen is de statistische kans op ongevallen in de brandstofketen bepaald en omgerekend naar schade. In deze historische database zitten alle rampen zoals bijvoorbeeld de grote olieramp met een olieboorplatform in de Golf van Mexico (480 000 ton ruwe aardolie) in 1979¹². Er is ook rekening gehouden met het feit dat een deel van de schade geïnternaliseerd kan zijn, via bijvoorbeeld verzekeringen. Voor alle duidelijkheid hebben we de schadekosten apart gehouden omdat dit voor andere impacts ook zo gebeurd is. Enkel in een aparte analyse voor 2030 maken we gebruik van de inschatting van externe kosten. De meest voorkomende internalisatiegraad voor ongevallen in OECD landen is 80% (zie tabellen hieronder). Dit betekent dat 20% van de schadekosten nog niet geïnternaliseerd zijn. Sinds 1990 en de ramp met de Exxon Valdez (1989) zijn eigenaars van olietankers verplicht een certificaat te houden waarin wordt bevestigd dat ze voldoende financiële draagkracht hebben om eventuele herstelkosten te betalen. De wettelijke bepalingen lijken daarmee nog altijd zwak, maar het is apart studiewerk om de hele keten van financiële stromen te onderzoeken. Vast staat dat er ook altijd schade wordt toegebracht aan derden die hiervoor niet vergoed worden.

Tabel 13: Overzicht van de schadekosten van ongevallen (euro/MWh).

	Totaal	Ernstige accidenten			Olielekken en lozingen
		>5 doden	> 10 gewonden	> 200 geëvacueerden	
Steenkool OECD	3,9E-02	3,9E-02	2,2E-04	nvt	
	non-OECD ^a	1,5E-01	1,5E-01	5,3E-04	nvt
Aardolie OECD	8,4E-02	4,4E-02	3,0E-03	8,6E-05	3,7E-02
	non-OECD	3,5E-01	2,9E-01	6,2E-03	6,7E-05
Aardgas OECD	1,7E-02	1,5E-02	1,5E-03	4,8E-05	
	non-OECD	2,2E-02	2,1E-02	8,3E-04	9,5E-07
Nucleair OECD	5,1E-04	nvt	2,0E-04	3,2E-04	
	non-OECD	1,9E-02	1,3E-02	4,6E-03	7,8E-04
Wind	1,2E-03	1,2E-03			
Zon	2,8E-04	2,8E-04			

^a: zonder China

nvt: niet van toepassing: geen historische data

Bron: NewExt, met correctie voor Value of Statistical Life en aangevuld

¹² Andere oil spills zijn vb ook in Irak in 1991 met naar schatting 1 000 000 ton olie en deepwater horizon met naar schatting 585 000 ton olie, http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_spill

Tabel 14: Overzicht van de externe kosten van ongevallen (euro/MWh).

	Totaal	Ernstige accidenten			Olielekken en lozingen
		>5 doden	> 10 gewonden	> 200 geëvacueerden	
Steenkool	OECD	8,0E-03	7,9E-03	4,5E-05	nvt
	non-OECD ^a	7,6E-02	7,5E-02	2,7E-04	nvt
Aardolie	OECD	4,4E-02	1,5E-02	1,2E-03	4,2E-05
	non-OECD	2,7E-01	2,2E-01	4,7E-03	5,3E-05
Aardgas	OECD	6,7E-03	6,0E-03	6,2E-04	2,3E-05
	non-OECD	1,5E-02	1,5E-02	6,1E-04	7,6E-07
Nucleair	OECD	2,0E-04	nvt	4,0E-05	1,6E-04
	non-OECD	9,5E-03	6,6E-03	2,3E-03	6,3E-04
Wind		6,0E-04	6,0E-04		
Zon		1,4E-04	1,4E-04		

^a: zonder China

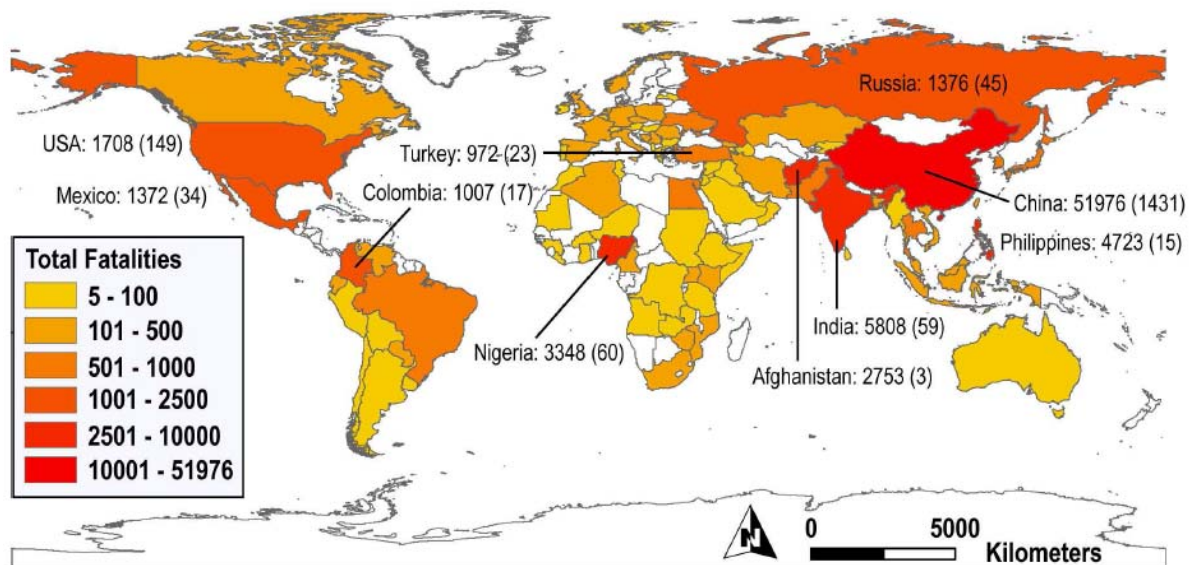
nvt: niet van toepassing: geen historische data

Bron: NewExt, met correctie voor Value of Statistical Life en aangevuld

Volgende factoren zijn gebruikt in (IER, 2004) voor het overgaan van schadekosten naar externe kosten.

Tabel 15: Overzicht van de internalisatiegraad

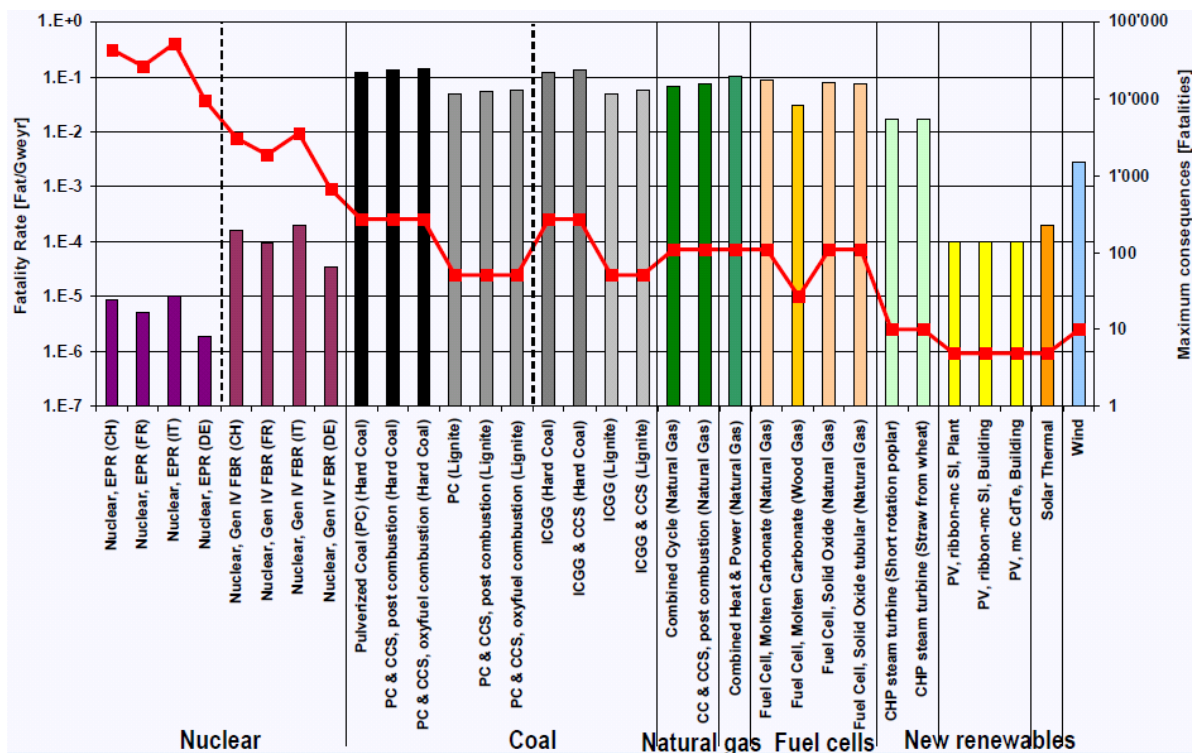
		Internalisatiegraad		
		80%	50%	80%
Coal	OECD	80%	50%	80%
	non-OECD w/o China	50%	20%	50%
Oil	OECD	80%	50%	66%
	non-OECD	50%	20%	24%
Natural gas	OECD	80%	50%	60%
	non-OECD	50%	20%	31%



Figuur 10: Individuele landen zijn gekleurd a rato van het aantal ernstige ongevallen (meer dan 5 doden) voor de energieketen van fossiele brandstoffen en waterkracht in de periode 1970-2005. De tien landen met het hoogste gecumuleerde aantal doden is ook aangeduid, met het totaal aantal accidenten tussen haakjes (bron: Burgherr et al., 2008).

Voor steenkool wordt een onderscheid gemaakt tussen landen van de OESO, landen buiten de OESO en China. Methaan ontploffingen in ondergrondse mijnen zijn de belangrijkste oorzaak. Ongevallen met dodelijke afloop gebeuren bijna 40 keer frequenter in China dan in OECD landen. Import vanuit China is echter beperkt zodat deze ongevalcijfers niet doorwegen. Ongevallen in de transportfase van aardolie en aardgas via pijpleidingen en olietankers zijn het meest in het oog springend. Voor aardolie komen echter ook belangrijke hoeveelheden in het milieu terecht door kleine lekken en lozingen van schepen en installaties.

Recenter werk (Burgherr et al., 2008) geeft meer recente data. Deze cijfers wijken echter niet veel af van die van NEWEXT (IER, 2004); een verklaring is dat de basis van de cijfers gecumuleerde historische gebeurtenissen zijn. Wel levert het nieuwe werk enkel inschattingen van de schadekosten van hernieuwbare energie. De cijfers van waterkrachtcentrales zijn niet van toepassing op België, maar we hebben voor windenergie en PV de cijfers wel overgenomen.



Figuur 11: Aantal doden per GWeJaar en maximum aantal doden (rode lijn) per ongeval en per technologie, telkens logaritmische schaal (NEEDS, ppt).

De figuur hierboven toont het aantal doden per GWeJaar. De monetaarisering hiervan via VSL (Value of Statistical Live) vormt het grootste deel van de schadekosten.

Ongevallen in de nucleaire cyclus

Om de externe kosten van een potentieel nucleair ongeval te bepalen moet eerst rekening gehouden worden met het deel van het ongevalrisico dat al door een verzekering gedekt wordt. Volgens het 'Protocol houdende de wijziging van het aanvullend verdrag van Brussel' (12/02/2004) wordt de aansprakelijkheidslimiet per kernongeval en per site geplafonneerd op 700 MEuro. De externe kosten betreffen enkel het ongedekte gedeelte van het nucleaire risico, dus elk bedrag bovenop deze 700 MEuro. Voor de berekening van deze externe kosten zijn 2 elementen van belang: de verwachtingswaarde van het risico en de risico-aversie. In de volgende paragrafen gaan we beurtelings in op elk van beide.

De verwachtingswaarde kan enerzijds bepaald worden aan de hand van historische gegevens. Het probleem is hierbij echter dat het aantal ongevallen in kerninstallaties zeer beperkt is. Meest gekend zijn de ongevallen in Tsjernobyl (1986) en Three-Mile-Island (1979). Typische externe kosten van deze gedetailleerde analyse van kans op ongevallen en de bijhorende schade werden geanalyseerd in het NewExt project en samengevat in Tabel 13. De externe kosten zijn in het algemeen vrij klein. NewExt acht voor West-Europese nucleaire reactoren van het type PWR het Tsjernobyl accident niet relevant, omdat dit een totaal ander type van nucleaire installatie is, met een inherente instabiliteit die bij de PWR's niet kan voorkomen. De gehanteerde waarschijnlijkheid voor ernstige fouten of ongevallen voor het type PWR-centrale is zeer laag, omdat er geen empirische gegevens over bestaan. Het ongeval in Three Mile Island, Harrisburg, US is tot nog het meest ernstige incident met PWR centrales, met een gedeeltelijke smelting van de kern als gevolg, maar zonder slachtoffers.

Het hanteren van uitsluitend cijfermateriaal over historische accidenten is niet voldoende. Daarnaast steunt de berekening voor van de verwachtingswaarde van het risico op ongevallen in de nucleaire cyclus op de zogenaamde 'Probabilistic Safety Assessment' (PSA). Met name de ExternE

rapporten, deel nucleaire energie, maken gebruik van deze methode¹³. Hierbij wordt ook de potentiële faalkans van verschillende componenten in rekening gebracht. Het is gebaseerd op het principe van 'waarschijnlijkheid x totale schade'. Het gaat dus over mogelijke ongevallen, op basis van de frequentie van voorkomen, en op basis van de kans dat één incident een ander incident veroorzaakt. De ernstigste situaties zijn deze waarbij verlies aan koeling van de kern zou kunnen optreden. De economische schade van dergelijke potentiële ongevallen is ook verrekend in de externe kosten. Deze berekening resulteerde in een schadekost van 0,0023 tot 0,104 euro/MWh.

Hierbij moet echter opgemerkt worden dat zowel de historische als de op PSA gebaseerde studies enkel de directe kosten van een ongeval (directe doden en gewonden na het ongeval; dodelijke en niet-dodelijke kankergevallen op termijn; erfelijke aandoeningen; en contaminatie van voedsel en land) van nucleaire ongevallen in rekening brengen. Dit is echter te beperkend om de reële economische impact te bepalen. De economische schade van zo'n ongeval moet daarnaast rekening houden met veronderstellingen van economische inactiviteit in de besmette zone, de daardoor wegvallende productie, werkgelegenheid, de voorwaartse en achterwaartse indirecte effecten (b.v. Antwerpen produceert basischemicaliën voor zowat hele Europese chemische industrie), de negatieve effecten op het imago van een besmette regio eens de fysische effecten van het ongeval opgeruimd zijn, enzovoort. In een poging deze effecten ook in rekening te brengen komen Sevenster et al. (2008), op basis van een inschatting van de totale kost van de ongevallen in Tsjernobyl¹⁴ en Three-Mile-Island gedeeld door de gemiddelde wereldwijde nucleaire productie van de afgelopen 30 jaar, tot een schadekost van 5,00 €/MWh. Het betreft hier uiteraard een zeer ruwe benadering, die enkel via site-specifieke studies scherper gesteld kan worden. Dergelijke site-specifieke analyse (PSA – level 3) werd voor de Belgische kerncentrales nog niet uitgevoerd. 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, Luik) in de nabijheid van de kerncentrales en de hoge concentratie aan industriële activiteit in de haven van Antwerpen.

In het geval van ongevallen van het type 'kleine kans – grote gevolgen' is de verwachtingswaarde van de ongevalskosten echter een weinig geloofwaardige risicomaat. Vaak wordt in deze discussie gesuggereerd dat de reden dat het publiek technische gelijke risico's toch heel verschillend inschat voornamelijk emotioneel is. Ook in ExternE wordt 'misperceptie' genoemd. Het argument van de 'irrationale' van publieke perceptie van risico's is echter sterk overtrokken. Er zijn nl. ook, 'rationele' redenen om een niet-technische risicomaat te hanteren:

- Het risico is voor het publiek grotendeels onvrijwillig, dit blijkt in praktijk de waarde die aan een risico wordt toegekend (willingness to pay) sterk te verhogen en dit heeft deels te maken met marktinefficiënties.
- Als gekeken wordt naar verzekeringen dan blijkt dat voor risico's van het type 'kleine kans – grote gevolgen' hogere premies worden betaald ook al is het risico in technisch opzicht even groot als een ander risico. Reden hiervoor is dat de meeste economische spelers risico-avers zijn en dat de hoge gevolgen (financiële schade) moeilijker te dragen zijn als ze eenmaal optreden.

Zowel individuen als bijvoorbeeld verzekeringsmaatschappijen vertonen dus in de praktijk risico-avers gedrag. In praktijk gaan individuen hier waarschijnlijk vooral intuïtief mee om, terwijl de verzekeringswereld een meer berekende aanpak hanteert. In beide gevallen is het echter zo dat de aversie voortkomt uit een bepaalde 'utiliteitsfunctie' (en dus vanuit economisch standpunt als 'rationeel' moet geïdentificeerd worden)¹⁵. Voor elk individu is deze functie anders en niet zomaar in een

¹³ Te vermelden zijn hier de volgende studies:

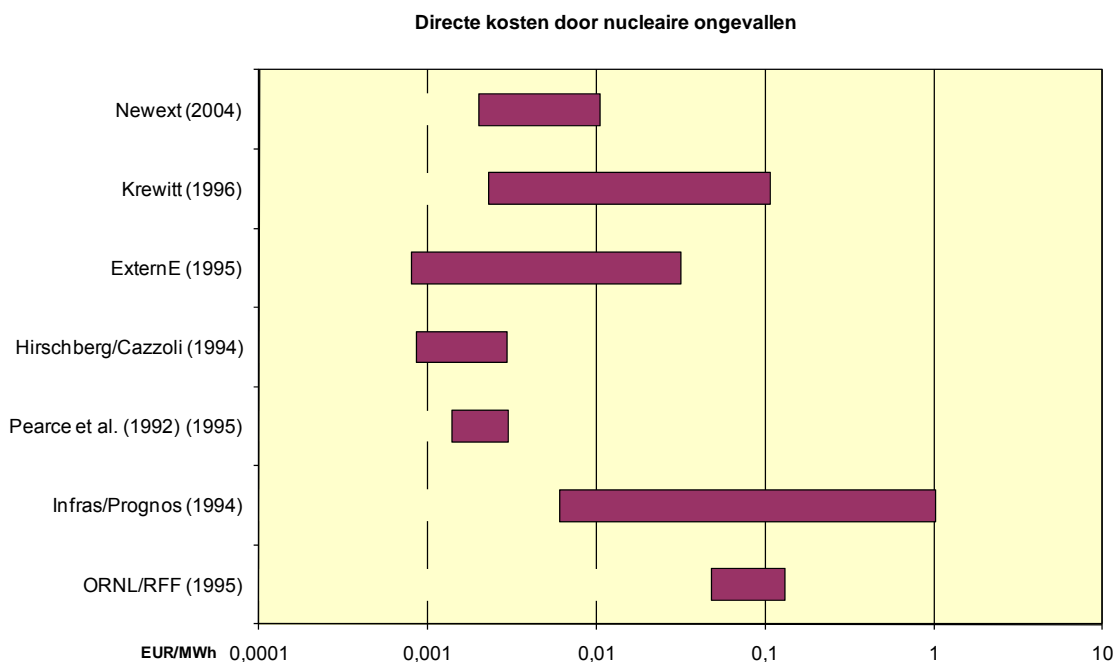
ExternE, Externalities of Energy - Volume 5 - Nuclear, European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>
ExternE, Externalities of Energy - Volume 10 - National implementation European Commission, 1995; <http://www.externe.info/>
ExternE, Study: External Costs - Research results on socio-environmental 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/>

¹⁴ Sevenster et al. (2008) schatten die schade op 430 miljard \$ in.

¹⁵ Sevenster et al. (2008, p. 8) geven hierbij het volgende verhelderende voorbeeld : leidt een ongeval met een kans van 1% op 100 doden tot dezelfde externe kosten als een ongeval met een kans van 0,01% op 10.000 doden alleen omdat de verwachtingswaarden hetzelfde zijn ? Dit hangt af van de context : in een dorp met 11.000 inwoners is het tweede risico een alles ontwrichtende ramp. Dergelijke factoren spelen een rol in risico-avers gedrag. Het voorbeeld verduidelijkt ook het risico-avers gedrag van verzekeringsmaatschappijen : zelfs een minieme kans om het totale kapitaal te moeten uitkeren (en dus failliet te gaan) kan voor een verzekeringsmaatschappij op rationele gronden onaanvaardbaar blijken.

formule te zetten (er zijn bvb. ook mensen die heel bewust risico's opzoeken). Voor verzekeringen is de 'utiliteitsfunctie' duidelijker omdat het hen in eerste instantie gaat om het behouden van een winstmarge en het voorkomen van faillissement. Echter, vermits het nucleaire ongevalsrisico geplafonneerd is op 700 MEuro, is de reële utiliteitsfunctie (en dus de mate van risico-aversie) van verzekeringsmaatschappijen voor het nucleaire risico niet in te schatten. Alhoewel theoretisch gezien de bepaling van de externe kost van een potentieel kernongeval via de risico-inschatting van burgers de enig juiste benadering vormt (omdat burgers als enige een indicatie kunnen geven van de werkelijk maatschappelijke kosten), is deze inschatting praktisch onmogelijk te maken (vermits de risico-inschatting van verschillende burgers niet in één functionele vorm kan gegoten worden). Terloops moet opgemerkt worden dat deze benadering van de risico-evaluatie uiteraard ook geldt voor andere technologieën – denk bvb. aan het risico op olielekken zoals recent in de Golf van Mexico. Onderzoek om voor dit soort risicoaversie te corrigeren probeert meestal de benadering op basis van de verwachtingswaarde te corrigeren aan de hand van een 'risico-aversiefactor' (RA), die de afwijking t.o.v. de externe kost op basis van de verwachtingswaarde weergeeft. komen op basis van een overzicht van de (schaarse) literatuur over dit onderwerp tot een waarde voor de RA van 20 tot 35 – dit betekent dus dat de externe kost berekend op basis van de verwachte waarde met factor 20 tot 35 vermenigvuldigd moet worden. Het Nuclear Energy Agency (NEA, 2003) vermeldt in dit verband een externe kost van 0,12 euro/MWh voor ongevallen, op basis van de directe economische gevolgen, vermenigvuldigd met een factor 1,25 voor indirecte kosten en rekening houdend met risicoaversie via een factor 20. Resultaten van andere studies zijn samengevat in Figuur 8. Enkel studies zonder een inschatting van risicoaversie zijn opgenomen, en enkel studies op basis van typische nucleaire centrales in OECD landen. De inschattingen variëren tussen 8E-4 euro/MWh en 1 euro/MWh.



Figuur 12: Overzicht van studies over de schadekosten van nucleaire ongevallen (Torfs et al. 2005).

Ook de CREG (CREG, 2010) komt op basis van een recent literatuuroverzicht tot de conclusie dat de bestaande studies een brede waaier aan gegevens en resultaten bevatten, waar moeilijk enige lijn in te trekken valt. De CREG concludeert daaruit dat het moeilijk is om een eenduidige, wetenschappelijk correct onderbouwde inschatting te maken van de externe kosten van een potentieel kernongeval – een conclusie die wij enkel kunnen onderschrijven.

Pragmatisch gezien kiezen we er in de context van dit rapport voor om de inschatting van de schadekosten van een kernongeval op basis van de verwachtingswaarde die binnen het ExternE

project gangbaar is over te nemen, tzt. 0.0023 – 0.104 Euro/MWh. Voor de berekeningen hanteren we de bovengrens uit (IER, 2004) van 0.01 euro/MWh. Dit is een gemiddelde van OECD en niet-OECD landen en valt in de range van (European Commission, 1995). Daarbij moet in communicaties steeds vermeld worden dat het hier gaat om een onderschatting met minstens factor 20 vanwege de risico-aversie.

1.11. Geluidshinder en visuele hinder bij windmolens

Hinder ten gevolge van geluid of ten gevolge van de verstoring van de open ruimte is in welbepaalde gevallen belangrijk. Vooral in discussies met betrekking tot grote windturbines worden deze aspecten aangehaald als nadeel voor de inplanting of het gebruik van deze hernieuwbare bron. Verschillende studies hebben getracht een monetaire waardering te hechten aan deze aspecten van beleving.

Windturbines produceren geluid dat zijn oorsprong vindt in de bewegende mechanische delen (praktisch verwaarloosbaar bij de nieuwste modellen) en in de aërodynamische effecten van de interactie van de turbinebladen met de lucht. Windturbines produceren indien goed ingeplant weinig overlast. Hierbij moet rekening gehouden worden met het windklimaat op de locatie om de geluidproductie en de beleving ervan goed te kunnen voorspellen. Vooral 's nachts kan het geluid onderschat worden, indien men geen rekening houdt met het windklimaat (Van den Bergh, 2003).

De blootstelling aan geluid en de hinder die mensen er van ondervinden is erg subjectief. Daarom is het niet zo evident om een externe kost hiervoor te berekenen. In ExternE wordt gebruik gemaakt van de willingness to pay (WTP) per persoon van 1 euro per maand voor een reductie van lawaai met 1dB(A). In ExternE studies wordt rekening gehouden met een externe kost van 0,0004-0,02 euro/MWh voor geluidshinder. In een recente studie van Bjorner (2004) rekt men met een WTP per jaar per huishouden afhankelijk van het reeds bestaande geluidsniveau. Voor de reductie van 1 dB(A) bij een geluidsniveau van 50 dB komt men op 1,28 euro per jaar per gezin. Dit betekent een kost van 0,0001 euro/MWh per gezin per te verminderen dB(A).

Windturbineparken zijn in tamelijk open gebieden goed zichtbaar over grote afstanden. Studies uit Nederland en Duitsland wijzen uit dat turbines van 90-100 m hoogte visueel in het landschap waarneembaar zijn tot een afstand van ca. 6-8 km. De belevingswaarde van een landschap en de impact van windturbines op deze belevingswaarde is zeer moeilijk te kwantificeren. De individuele perceptie is afhankelijk van de houding tegenover het landschap en natuurschoon, het bestaande niveau van visuele aantrekkelijkheid van het landschap en de kennis over en algemene houding ten opzichte van windenergie van de betrokkenen (Manwell, 2002). Enkele studies hebben pogingen ondernomen om visuele hinder toch te kwantificeren. Een Deense studie (Munksgaars&Larsen, 1998) vindt een WTP van 0,003 euro/MWh (parken) tot 0,019 euro/MWh (alleenstaande turbine) per jaar voor het vermijden van geluids- en visuele hinder van windturbines samen. Voor visuele hinder wordt binnen ExternE in Duitsland 0,6 euro/MWh als maximumgrens beschouwd. In Spanje en Griekenland zijn de berekende kosten verwaarloosbaar klein.

Door een goede locatiekeuze kan men geluids- en visuele hinder sterk beperken. Van offshore windparken verwacht men minder visuele hinder als ze ver genoeg uit de kust liggen. Carrera et al. (2008) geeft voor wind een inschatting van de geluidsimpact van 0.064 €/MWh. De meeste huishoudens werden geconfronteerd met een verhoging van het geluidsniveau met 1 decibel. Het cijfer is gebaseerd op de BTB van omwonenden voor de reductie van het geluidsniveau en is daarom niet algemeen bruikbaar.

Evenzo is het kwantificeren van visuele hinder moeilijk. Een kosteninschatting wordt gegeven in Carrera et al. (2008) op basis van de BTB voor een intact landschap. De schatting bedraagt 0.06 €/MWh indien wordt aangenomen dat mensen in de omtrek van 2 kilometer schade kunnen ondervinden.

1.12. Visuele hinder en andere impacts bij transport en distributie van elektriciteit.

Een ander nieuw cijfer geeft een inschatting van de visuele impact van het transport en de distributie van elektriciteit. De cijfers zijn sterk uiteenlopend net omwille van de component van visuele hinder. De kost van deze hinder wordt geschat in FEEM (FEEM, Stream 1c: "New Externalities Associated to the Extraction and Transport of Energy") op 0.005-1.5 €/MWh. Gezamenlijk (dus alle schadekosten, niet alleen visuele) varieert de kost van 0.03-1.66 €/MWh getransporteerde elektriciteit, zonder rekening te houden met transmissie- en distributieverliezen. Deze externe kosten

zijn niet verwerkt in de analyse voor referentietechnologieën, maar worden wel in rekening gebracht in hoofdstuk 4 en 5.

Tabel 16: Overzicht van de schadekosten van transmissie- en distributie

Impact categorieën	Schadekost gemiddeld network (€/MWh)
Visuele impact	0.005-1.5
Visuele impact niet-stedelijk	?
Electromagnetische velden, leukemie	0-0.1
Emissies van materialengebruik en infrastructuur	0.01-0.03
Biodiversiteit en landgebruik	0.01-0.03
Totaal, exclusief de schadekosten van transmissie- en distributieverliezen	0.03-1.66

Hoofdstuk 2. Schadekosten van referentietechnologieën

In het vorige hoofdstuk lag de nadruk op de kengetallen, dit zijn de schadekosten van de impacts zelf. Dit hoofdstuk gaat dieper in op de impacts die gedurende de volledige levenscyclus optreden van een bepaalde technologie om elektriciteit te produceren. Ook op dit vlak was een actualisatie nodig. Het vorige rapport met betrekking tot externe kosten [VITO 2005] had een categorie “Brandstofketen en infrastructuur”, maar recent Europees onderzoek levert nieuwe inzichten met betrekking tot de volledige levenscyclus van elektriciteitsproductie. Nieuw is dat we de methode zelf toepassen vertrekkende van levenscyclusdata van de referentietechnologieën. De bestaande database is door VITO uitgebreid met enkele referentietechnologieën: superkritische kolencentrales/IGCC, biomassacentrales en bio-WKK.

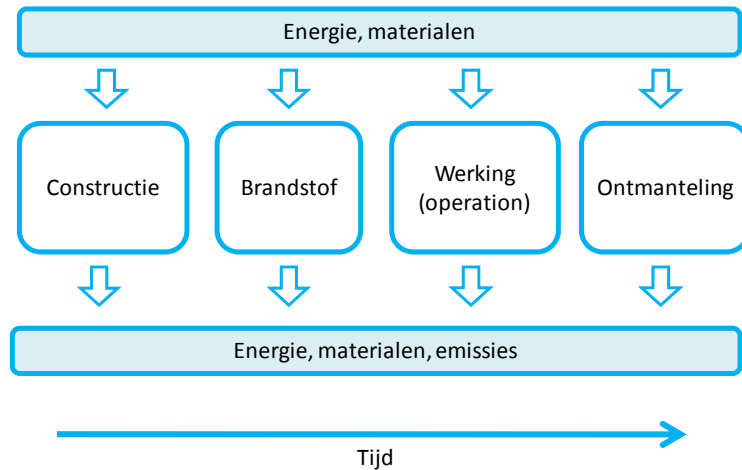
2.1. Impacts over de volledige levenscyclus van de elektriciteitsproductie

Schadekosten hangen sterk af van de gebruikte technologie om elektriciteit te produceren. Zo zal een standaard kolencentrale meer CO₂ uitstoten dan een gascentrale. Volgende elementen zijn ook belangrijk: het rendement van de centrale, de toepassing van reductietechnieken voor lokale pollutanten en de locatie. Emissiegrenswaarden kunnen producenten er toe brengen om hun rookgassen te zuiveren met nageschakelde technieken. Op die manier kan de impact gedurende de productiefase drastisch verlaagd worden.

Tabel 17: De verschillende impacts per energiedrager.

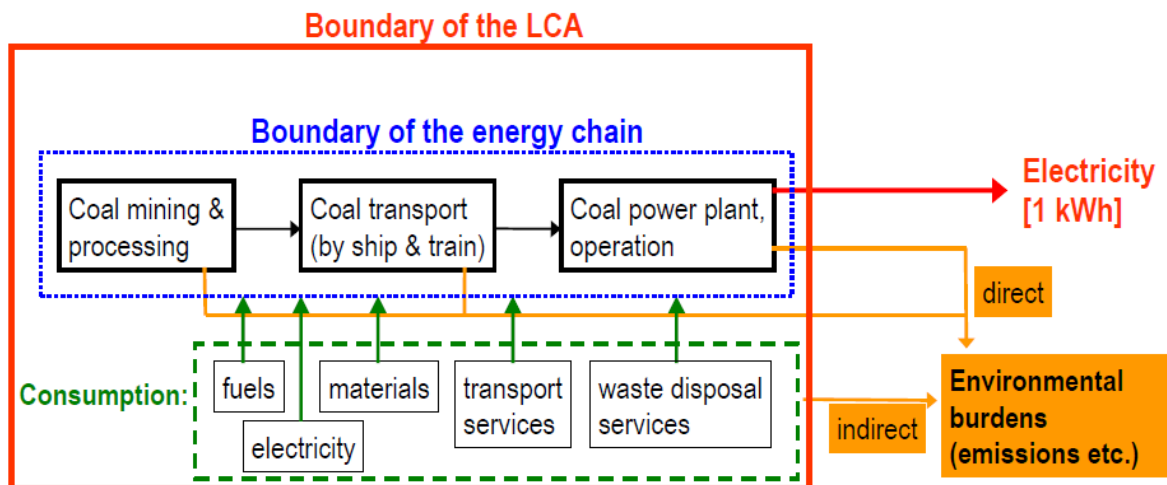
	Fossiele brandstoffen	Nucleaire brandstoffen	Wind (on- en offshore)	Biomassa	Fotovoltaïsch en waterkracht
Impacts van emissies tijdens de productie van elektriciteit	✓	✓		✓	
Impacts van emissies tijdens de levenscyclus (productie van brandstoffen en centrales)	✓	✓	✓	✓	✓
Beroepsongevallen	✓	✓	✓	✓	
Ernstige ongevallen	✓	✓	✓		
Visuele hinder	✓		✓		
Geluidshinder	✓		✓		

Om een correcte vergelijking mogelijk te maken moeten alle stadia van de levenscyclus worden bekeken. De Leven Cyclus Inventaris (LCI) is een fase uit de LevensCyclusAnalyse (LCA) die deze verschillende fasen beschrijft. LCI wordt gestandaardiseerd in de ISO norm serie 14040 en volgende. De ISO-norm 14041(2) beschrijft de voorwaarden voor het toepassen van LCI.



Figuur 13: Overzicht van de beschouwde fasen in de levenscyclus

In het Europese project CASES (Markandya et al. 2010) wordt voor elke technologie een procesketen opgesteld met volgende vier fasen: constructie, brandstof, gebruik en ontmanteling (zie ook figuur). Brandstof is van toepassing voor technologieën die kolen, olie, aardgas, biomassa of nucleaire brandstof gebruiken.



Figuur 14: Generieke structuur van een LCI database (Markandya et al. 2010)

Voor de meeste technologieën wordt de keten doorgetrokken tot de verschillende deelcomponenten, de materialen en het energiegebruik alsook afval en de uitstoot van emissies. Al deze resultaten worden genormaliseerd op de productie van een hoeveelheid van 1 kWh elektriciteit (netto geleverd aan het grid). De standaardprocessen komen uit de LCA-databank van Ecoinvent in de versie 1.2 []. Deze processen zijn transport en bouw, materiaalvoorziening, warmte en afval. De LCI data omvat zowel directe als indirecte emissies van het fabriceren en transporteren van de materialen die nodig zijn voor de bouw van een centrale.

2.2. Technologiebeschrijving

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de kenmerken van de technologieën die worden beschouwd. In dit hoofdstuk komen alleen nieuwe technologieën aan bod. Enkel de bijstook bij oude kolencentrales is hier een uitzondering op. In de mix van referentietechnologieën zitten verder geen bestaande technologieën. In hoofdstuk 4 wordt echter rekening gehouden met de emissieniveaus

van de bestaande centrales en kunnen de schadekosten van een bepaalde technologie afwijken van de in dit hoofdstuk vermelde centrales.

Een deel van de emissies en brandstofinput van warmtekrachtcentrales is gealloceerd aan elektriciteit op basis van de exergie-inhoud van de eindstromen elektriciteit en warmte. De exergie-inhoud van elektriciteit is gelijk aan 100%. Hiermee wordt aangegeven dat je elektriciteit (bijna) volledig in nuttige arbeid kan omzetten. Lagetemperatuurswarmte daarentegen is energie van een "lagere kwaliteit". Deze krijgen dan een exergie-inhoud van bijvoorbeeld 40%. Voor de berekeningen wordt een temperatuur van 120°C aangenomen, behalve voor de motoren (80 °C). Op die manier worden meer emissies toegekend aan de meer waardevolle elektriciteit. De reden van deze omzetting is dat alle Europese studies dit zo doen en dat de LCI databank zo is opgebouwd. Een andere allocatiemethode kan de schadekosten van WKK die worden toegekend aan elektriciteit verkleinen. Grosso modo kan men zeggen dat de warmte slechts beperkt emissies krijgen toegewezen. Dit is echter niet te merken in de resultaten voor uitsluitend elektriciteit.

Tabel 18: Overzicht referentietechnologieën

Type	Net el. vermogen	El. efficiëntie	Thermische efficiëntie	Draaiuren	technical life time
	[MW]	[%]	[%]	[h/a]	[a]
Nucleair	1000	33		7500	40
Olie centrale (zware olie)	350	43		7500	35
Olie gasturbine (lichte olie)	50	38		7500	35
Klassieke kolencentrale	600	50		7500	35
Kolen Superkritisch of IGCC	450	54		7500	35
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	450	48		7500	35
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	450	50		7500	35
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	450	38		7500	35
Biomassa centrale (stoomturbine)	450			7500	35
STEG	1000	62		7500	35
STEG met CCS	1000	56		7500	35
Gasturbine	50	39		7500	35
Waterkracht 10MW	0,01	85		5000	70
Wind, on-shore	2	100		2628	20
Wind, off-shore	2	100		4044	20
PV, dak	0,00312	15		1071 ¹⁶	25
PV, open ruimte	0,00312	15		1071	25
WKK- motor aardgas (80 °C warmte)	0,2	36	54	5000	20
WKK-turbine aardgas	200	58	43	7500	35
WKK aardgas met CCS	200	52	43	7500	35
WKK biomassa (stro)	6,1		50,1	7500	30
WKK Biomassa (woodchips)	6,1		50,1	7500	30

2.3. Aannames

De basis van de berekening zijn de LCI data en de kengetallen uit Markandya et al. (2010). Volgende aannames werden gemaakt om tot de schadekosten te komen:

Met betrekking tot de LCI data:

- Emissiegetallen werden gecorrigeerd en waar mogelijk afgestemd met het MKM (Milieukostenmodel), behalve voor warmtekrachtkoppeling.

¹⁶ Dit is het aantal uren teruggerekend met het piekvermogen.

- De cijfers voor 2020 en 2030 werden voor belangrijke parameters (NO_x, SO₂, PM maar ook bijvoorbeeld de indirecte broeikasgasemissies) afgestemd met specifieke technologiestudies van FEEM (FEEM website). In Markandya et al. (2010) is immers geen technologie-evolutie meegenomen, behalve het rendement van enkele fossiele centrales. Voor zowel 2020 als 2030 zijn dezelfde aannames voor de technologieën gebruikt.

Met betrekking tot de kengetallen:

- We gebruiken de kengetallen beschreven in hoofdstuk 1 voor de effecten van luchtemissies, behalve voor een aantal kleinere die uit Markandya et al. (2010) komen
- Ook de schadekosten van de broeikasgassen die upstream ontstaan en bij overzees transport zijn afgestemd met de waarden uit hoofdstuk 1
- Schadekosten voor 2010 (De Nocker et al., 2010) worden gebruikt voor de schadekosten van de periode 2000-2008.
- De externe kosten voor 2020 (De Nocker et al., 2010) worden, na correctie voor economische groei, gebruikt voor de periode tot 2030 (zie 1.3.3)
- De cijfers voor hoge schouwen (hoger dan 100 meter) zijn gebruikt voor productiefase centrale elektriciteitsproductie. Voor alle andere emissies worden gemiddelde waarden gebruikt (gemiddelde waarden zijn waarden die gehanteerd worden indien de schouwhoogte niet gekend is, ook voor WKK-motoren; het is een gemiddelde van de kengetallen van hoge en lage schouwen).

2.4. Voorstelling van de resultaten

De resultaten worden zowel voorgesteld per impactcategorie als per deel van de levenscyclus en zowel absoluut als relatief. De voorstelling per deel van de levenscyclus sommeert de verschillende impactcategorieën.

Het schema hieronder verduidelijkt de verschillende impactcategorieën:

Tabel 19: *Overzicht van de verschillende impacts*

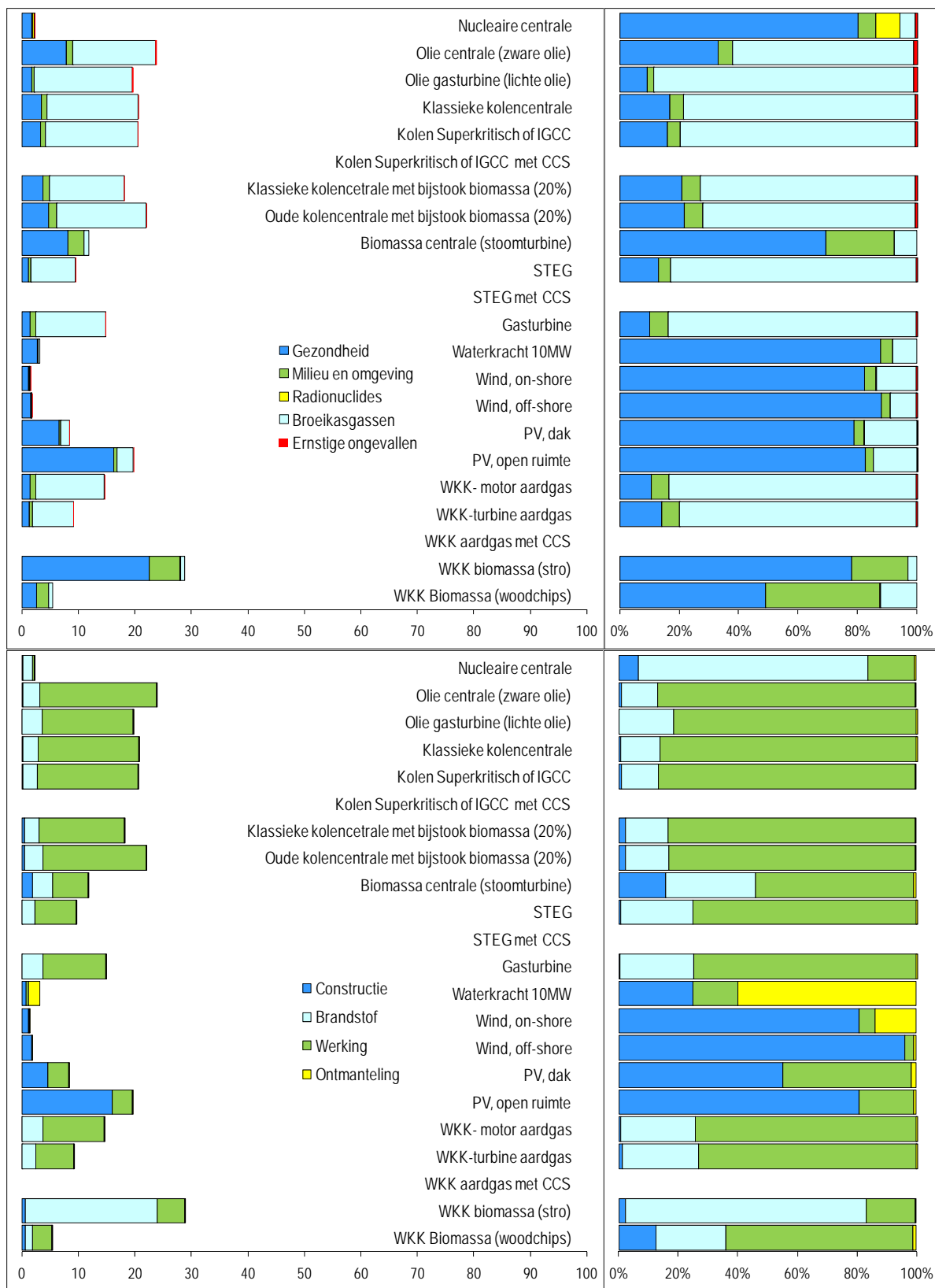
Impact	Verduidelijking
Gezondheid	Inclusief emissies van zware metalen en hinder.
Milieu en omgeving	Biodiversiteit, landbouwgewassen, impact op materialen en gebouwen
Radionuclides:	Emissie van radioactieve stoffen en risico's bij de berging van afval
Broeikasgassen	
Ernstige ongevallen	

2.5. Overzicht van de schadekosten van de referentietechnologieën

De belangrijkste technologieën worden verder besproken in deze paragraaf (Figuur 15, 16 en 17). Wat opvalt is dat de schadekosten voor alle technologieën toenemen ondanks technologische verbeteringen (behalve bijvoorbeeld PV van 2010 naar 2020). Dit heeft alles te maken met de kengetallen die in de loop van de tijd zullen stijgen. Deze paragraaf bespreekt enkel schadekosten van elektriciteitsproductie. Schadekosten geven een volledig beeld mee van de 'hoogte' van de impact die elektriciteitsproductie met zich meebrengt. Een overzicht van een inschatting van de externe kosten (dus schadekost excl. geïnternaliseerde schadekost) is gemaakt in hoofdstuk 3.

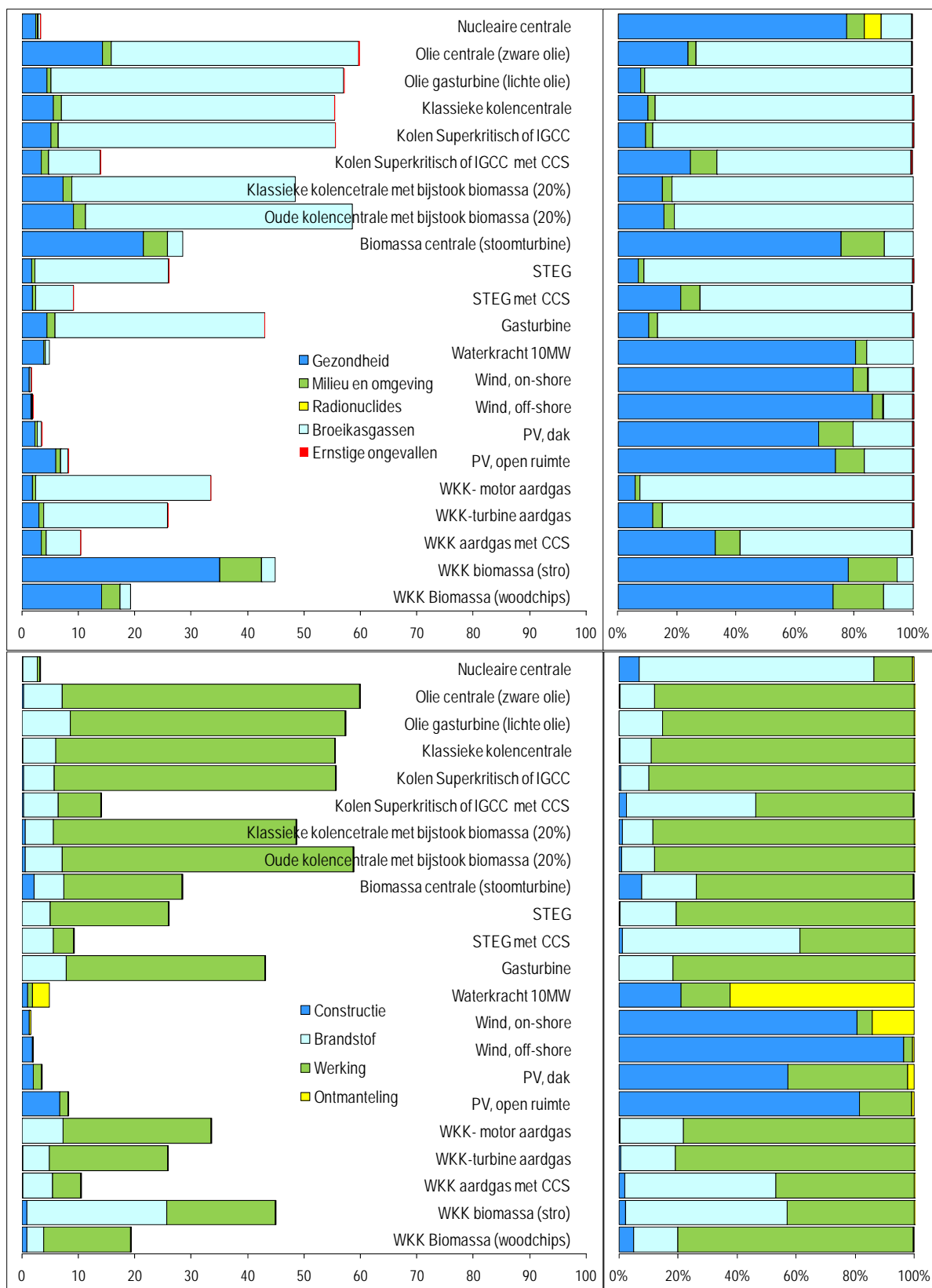
Figuur 15, 16 en 17 tonen de schadekosten van de referentietechnologieën. De eerste is voor recent te bouwen technologieën in de periode tot 2010. Dit is ook de reden waarom de CCS technologieën geen cijfers hebben omdat we aannemen dat deze nog geen commerciële toepassingen hebben. We kunnen vaststellen dat hernieuwbare technologieën doorgaans lagere schadekosten hebben dan klassieke centrales. Bij klassieke centrales is het belangrijkste effect dat van de broeikasgassen; bij hernieuwbare technologieën zijn het meer de gezondheidseffecten die optreden bij de bouw van de constructie. Verder in de toekomst nemen zowel de schadekosten van lokale polluenten en broeikasgassen toe. Voor kolencentrales worden de schadekosten zelfs groter dan de productiekosten, tenzij CCS wordt toegepast.

Schadekosten in de periode 2000-2010



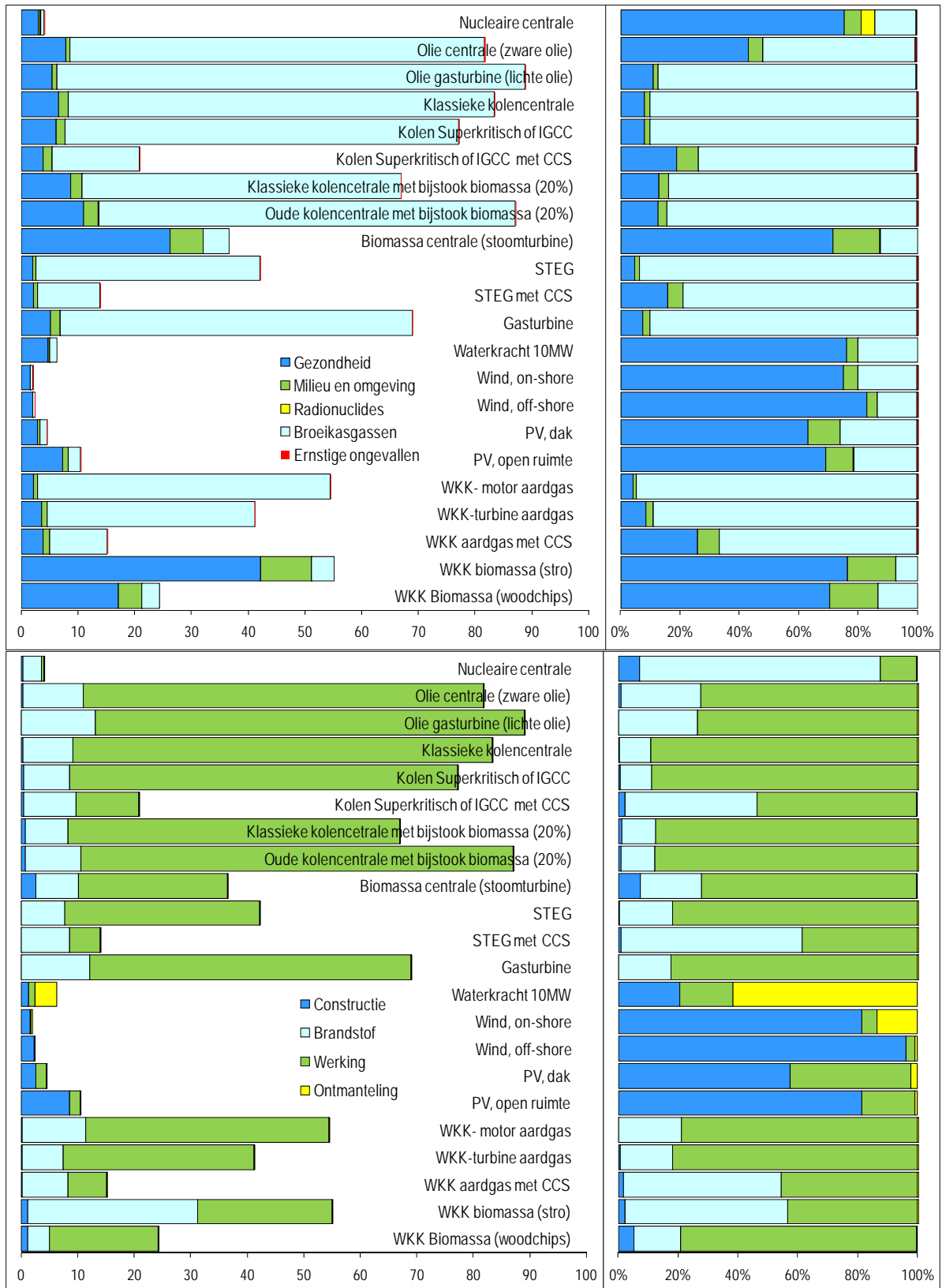
Figuur 15: Schadekosten van referentietechnologieën in de periode 2000-2010 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus

Schadekosten in 2020



Figuur 16: Schadekosten van referentietechnologieën in 2020 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus

Schadekosten in 2030



Figuur 17: Schadekosten van referentietechnologieën in 2030 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus

Rangschikking naar schadekosten in 2030

De resultaten voor 2030 worden in annex B ook gerangschikt. Hieruit blijkt dat de tien technologieën met de laagste externe kosten een mix zijn van zowel hernieuwbare, nucleaire als fossiele technologieën (gas en kolen beiden met toepassing van CCS).

Tabel 20: Top tien van de technologieën met de laagste schadekosten in 2030 [€/MWh]

1	Wind, on-shore	2,1
2	Wind, off-shore	2,4
3	Nucleaire centrale	4,1
4	PV, dak	4,6
5	Waterkracht 10MW	6,3
6	PV, open ruimte	10,5
7	STEG met CCS	14,0
8	WKK aardgas met CCS	15,2
9	Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	21,0
10	WKK Biomassa (woodchips)	24,4

Windenergie

Windenergie veroorzaakt weinig milieueffecten. Windturbines stoten tijdens hun werkingsperiode praktisch geen emissies uit in tegenstelling tot klassieke elektriciteitscentrales. De grootste impact op het milieu van windturbines kan gevonden worden in het productieproces van de windturbines zelf. Op basis van de materialen kan een balans gemaakt worden. Een veel kleinere bijdrage wordt geleverd door geluidshinder. Naast geluidshinder kunnen ook visuele hinder en hinder voor vogels schadekosten meebrengen, maar deze zijn niet of nauwelijks kwantificeerbaar.

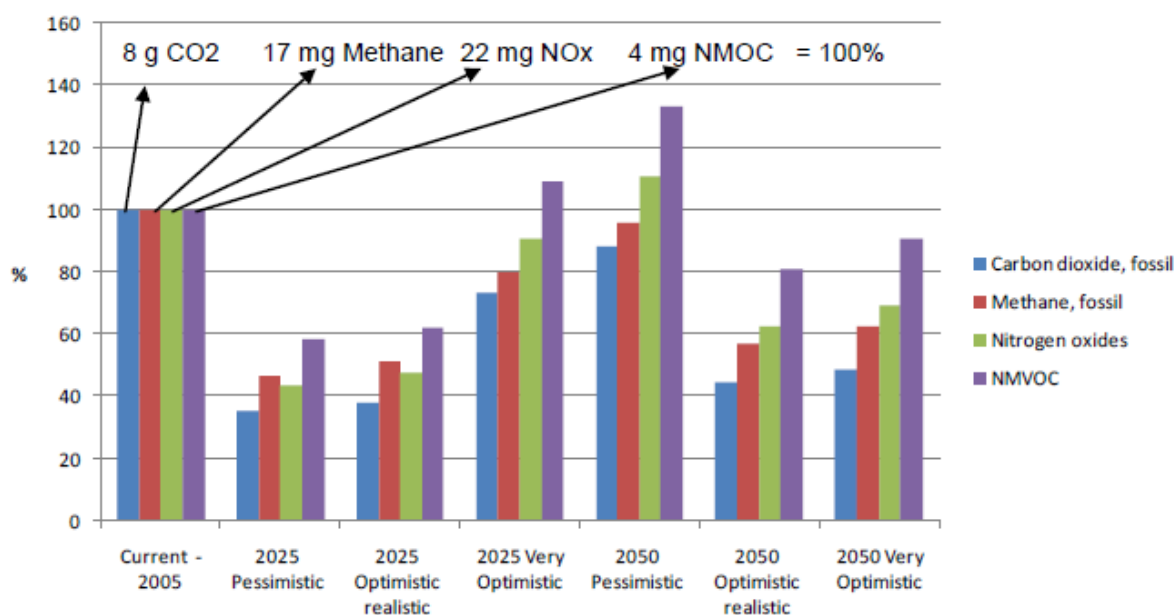
Volgens FEEM (FEEM, RS1A) zal de toename van windenergie in Europa zich vooral manifesteren met offshore windturbines. Onshore sites worden immers schaarser. Afgelopen 20 jaar zorgde de technologische ontwikkeling van de windmolens er voor dat de capaciteit van elke individuele windturbine elke vier jaar verdubbelde tot eenheden met nu 5 MW¹⁷ en een rotor van 126 meter. Er worden drie toekomstscenario's beschreven met het vermogen van de windmolens als voornaamste verschil voor de berekening van de schadekosten.

Tabel 21: Geschatte vermogens [MW_e] van toekomstige offshore windmolens

scenario	2025	2050
pessimistisch	8	15
optimistisch-realistisch	12	24
zeer optimistisch	18	32

Een recente Levenscyclusanalyse van huidige en toekomstige windmolens offshore toont aan dat de grootste impact afkomstig is van het materialengebruik voor de bouw van de windmolens. De studie toont ook aan dat de milieu-impact in de toekomst verbetert. De CO₂ emissies dalen in de range 12% tot 65%. In het "zeer optimistische" scenario van 2025 en in het "pessimistische scenario" van 2050 (zie Figuur 18) is er echter een toename van de emissies door de wijziging van het ontwerp. Zo neemt het gebruik van versterkt beton toe voor de toren en de fundamenteën, ook uitgedrukt per eenheid elektriciteitsproductie.

¹⁷ In België draaien er nu al turbines van 6 MW_e



Figuur 18: Evolutie van de emissies van offshore windturbines (Bron: FEEM (FEEM, RS1A))

Nucleair

De totale gekwantificeerde schadekosten bedragen vandaag typisch 2,3 €/MWh en hiermee zijn de schadekosten significant lager dan de private kosten. Het grootste deel van de impacts treedt op tijdens de brandstoffase. De CREG gebruikt in haar studie van 6 mei 2010 (p.69) de inschatting van 5,08 euro/MWh als schadekost voor nucleaire stroomproductie in de Belgische centrales¹⁸. Ze baseren zich voor dit cijfer op ExterneE.

Tabel 22: Vergelijking schadekosten met schadekosten op basis van de cijfers uit de studie CREG 2010 (€/MWh).

Categorie	Deelcategorie ¹⁹	Op basis van CREG (2010)	Dit rapport 2000-2010	Dit rapport 2030
Constructie, werking en ontmanteling	Algemeen welzijn mortaliteit	0,3	0,5	0,8
	Algemeen welzijn morbiditeit	0,17		
	Beroepsziekten VSL	0,048		
	Ongevallen (externe kost)	0,00615 (oorspronkelijk 0,12 maar verkeerd gemiddelde ²⁰)	0,01	0,01
Brandstof	Algemeen welzijn VSL	4,1	1,8	3,3
	Beroepsziekten VSL	0,22		
	Gasvormige diffusie	0,12		
Totaal		4,97 (5,08)	2,3	4,1

¹⁸ Voor de eenvoud wordt dit cijfer schadekost genoemd alhoewel het een optelsom is van schadekosten (alle effecten behalve ongevallen) en een externe kost (gedeelte van ongevallen). Deze laatste component is echter klein in vergelijking met de andere.

¹⁹ Mortaliteit: het betreft ziektes die daadwerkelijk tot voortijdig overlijden leiden; dit kan acuut zijn of op termijn ('chronisch') Morbiditeit: het betreft langdurige ziektes die het functioneren en wel-bevinden van de zieke beïnvloeden

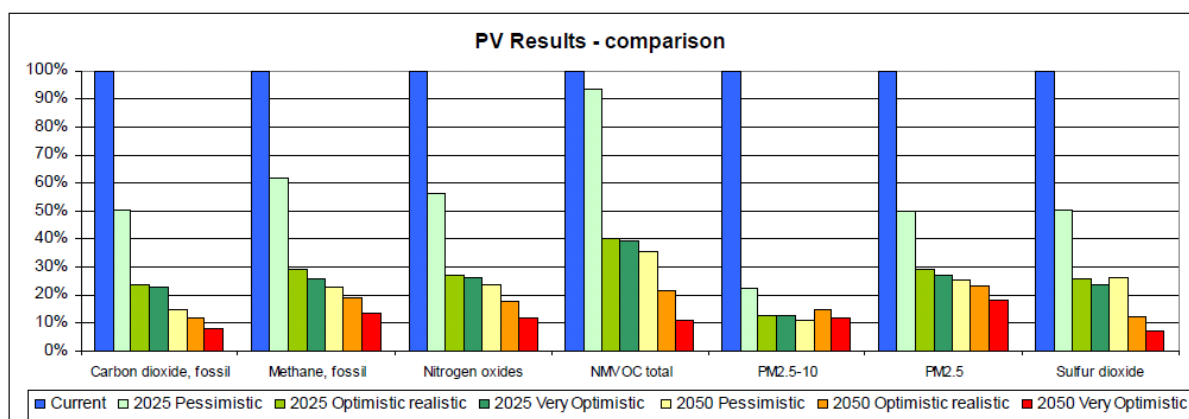
²⁰ In de CREG-studie gebruikt men het gemiddelde van 0.01 en 0.23 €/MWh maar de oorspronkelijke cijfers uit ExterneE zijn 0.0023 en 0.01 €/MWh waardoor het totaal uitkomt op 4,97 ipv 5,08.

We gebruiken in dit onderzoeksrapport de cijfers van de meest recente Europese studie die beroep doet op LCI data van Ecosense 1.3 van 2008. In de toekomst kunnen deze schadekosten stijgen tot 4,1 €/MWh, voornamelijk door de impacts in de categorieën gezondheid en broeikasgasemissies. De broeikasgasemissies treden ongeveer in gelijke mate op tijdens de constructie- en de werkingsfase.

Fotovoltaïsche elektriciteitsproductie

De grootste milieu-impact van de fotovoltaïsche cellen komt van de emissies van fijn stof, SO₂, NO_x en CO₂ tijdens de productie en installatie van de modules. Eens geïnstalleerd hebben fotovoltaïsche cellen geen negatieve impact meer op het milieu (geen gasemissies, geen lawaai, geen productie van afval). Centrale PV-grondsystemen hebben een grotere impact door ruimtegebruik. Als de cellen kunnen geïntegreerd worden op daken of in gevels van gebouwen valt deze impact weg. We hebben echter geen uitleg voor de hoge cijfers voor de periode 2000-2005 voor de constructiefase van PV-grondsystemen. We vermoeden dat de cijfers voor 2020-2030 een betere vergelijkingsbasis vormen.

In FEEM (FEEM, RS1A) wordt de levenscyclusanalyse van PV-cellen besproken en de bijhorende emissies werden gebruikt in deze studie. Figuur 19 geeft duidelijk weer dat de emissies per eenheid geproduceerde elektriciteit' nog verder zullen dalen in de toekomst.



Figuur 19: Daling van de emissies van toekomstige PV-panelen (relatief).

Kleinschalige waterkrachtcentrales

Kleinschalige waterkrachtcentrales hebben slechts een beperkte schadekost. Bovendien is de impact erg locatie afhankelijk zodat een doordachte inplanting veel hinder kan voorkomen. Zo kan bijvoorbeeld langs de waterkrachtcentrale een viaduct worden gebouwd zodat vissen de waterkrachtcentrale zonder problemen kunnen passeren of door technische specifieke ontwerpen kan voldoende zuurstof in het water gebracht worden. Naast een negatieve milieu-impact hebben waterkrachtcentrales ook positieve effecten. Uiteraard vermijden zij CO₂-emissies ten opzichte van klassieke centrales. Zij kunnen echter ook het risico op overstromingen verminderen en een deel van vuilnis dat in de rivier verzeild raakt eruit halen. De totale schadekost van verschillende types en groottes van waterkrachtcentrales ligt tussen de 0,3-10 euro/MWh (ExternE, Sá da Costa, 2004). De Belgische types liggen dicht bij de ondergrens toe.: 3,2 voor 2010 en 6,3 voor 2030.

Biomassa

Door de opname van CO₂ gedurende de levensfase van biomassa is de CO₂ uitstoot veel beperkter dan die van fossiele brandstoffen. De luchtvervuiling kan hoger zijn in vergelijking met kolen door de directe emissies tijdens de productiefase. Typisch gaan de cijfers in de databanken van LCI echter uit van standaardreductietechnieken wat uiteraard geen beperking hoeft te zijn in realiteit. Het is bij biomassa veel moeilijker dan voor gas of kolen om de emissies in te schatten met een kleine marge. De grote variëteit aan soorten heeft hier alles mee te maken. Toch kunnen we besluiten dat een hoge schadekost van broeikasgassen biomassa veel voordeliger maakt ten opzichte van fossiele brandstoffen, maar echter ook veel nadeliger maakt ten opzichte van andere hernieuwbare energie.

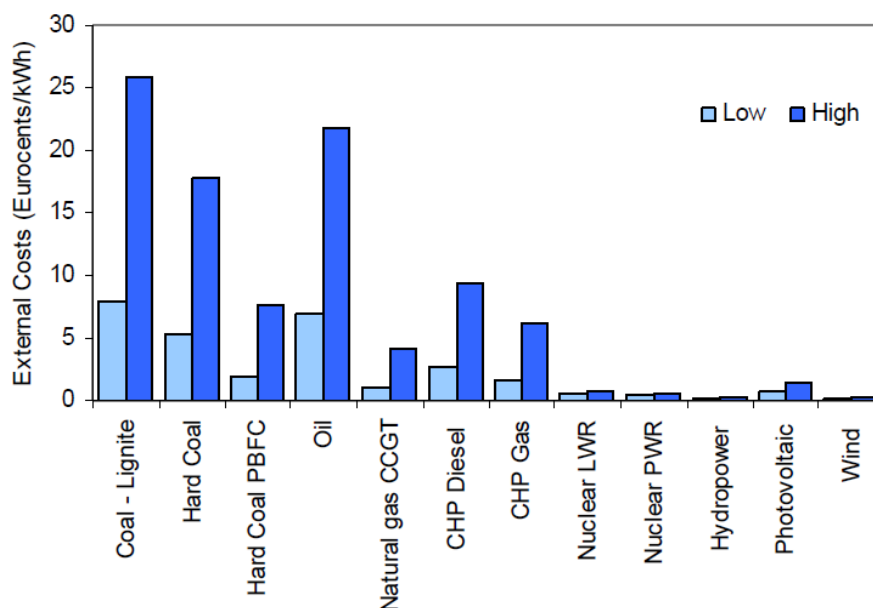
Bijstook van biomassa in kolencentrales heeft tot 20% (op energiebasis) het voordeel dat de efficiëntie van de kolentrale niet veel daalt. De emissiecontrole is vaak efficiënter. Een gelijkaardige emissiereductie op zuivere biomassa-centrales is duurder. Ook problemen met slakken worden door bijstook vermeden. Bijstook van biomassa is echter op langere termijn geen optie op basis van de schadekosten. Enkel als het hernieuwbare karakter van de biomassa een hoge prijs toegewezen krijgt en als er anders toch ook kolencentrales zouden zijn is dit een optie.

CCS technologieën

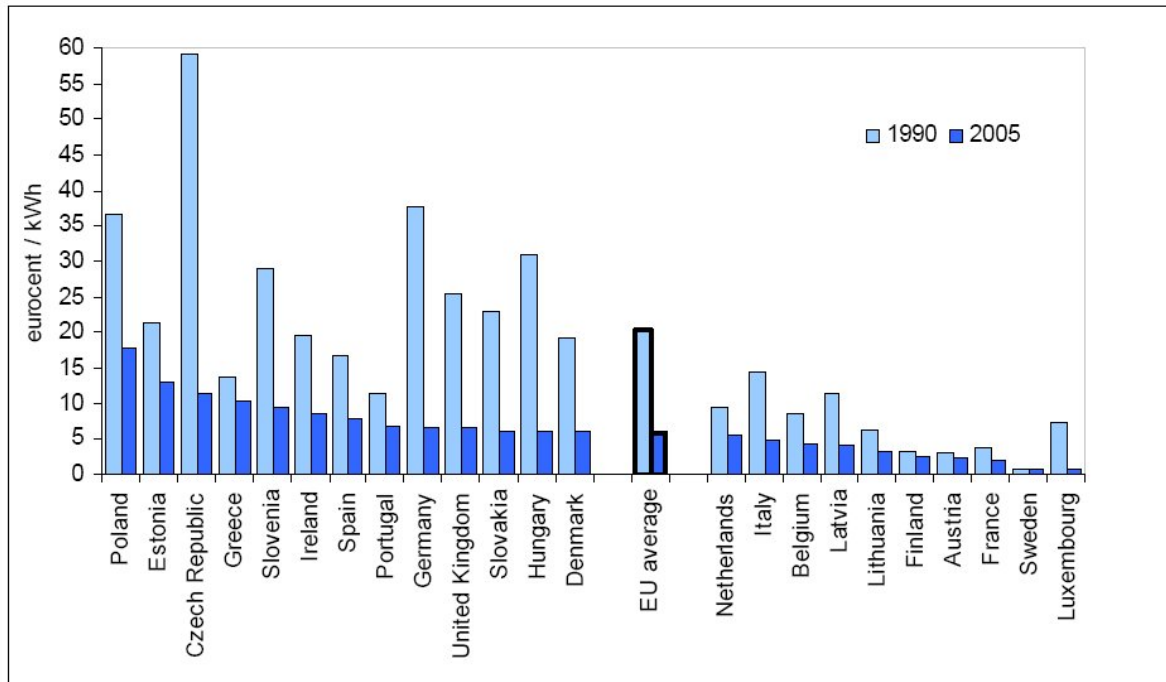
In de top tien technologieën met de laagste schadekosten komt CCS drie keer voor: STEG met CCS, WKK aardgas met CCS en Kolen Superkritisch of IGCC met CCS. Dit resultaat is uiteraard het gevolg van de afstraffing van de uitstoot van broeikasgassen. De technologie is toepasbaar op verschillende brandstoffen en indien ook rekening zou worden gehouden met de private kost zal de technologie nog beter scoren.

2.6. Vergelijking met Europese studie

Het Europees Milieu-agentschap maakte in november 2008 een indicatorfiche aan rond schadekosten van elektriciteitsproductie. De cijfers van onderstaande figuur zijn Europese gemiddelden voor 2005. De schaal op de figuur is een tienvoud kleiner dus de as met schadekosten (hier als externe kosten bestempeld) gaat tot 300 €/MWh. We kunnen besluiten dat de eigen inschatting van schadekosten voor 2030 zich bevindt aan de ondergrens van deze Europese gemiddelden. Het is dan ook duidelijk dat de waarden van dit rapport voor de periode 2000-2010 lager zijn. De voornaamste reden hiervoor is dat de studie van het EEA (2008, EN35) een Europees gemiddelde toont van bestaande centrales. Binnen een technologiegroep zitten zowel de meer efficiënte en propere centrales als zeer oude centrales. De hoge schatting gebruikt een schadekost van CO₂ van 80 euro per ton en dit verklaart dan ook dat deze cijfers hoger zijn.



Figuur 20: Externe kosten van elektriciteitsproductie, gemiddelde technologieën in de EU, 2005 (Bron: EEA)



Figuur 21: Externe kosten van elektriciteitsproductie in de EU, 1990 en 2005 – hoge inschatting. (Bron: EEA)

2.7. Private kosten of productiekosten, en totale sociale kosten

We bespreken nu kort de totale (sociale) kost van elektriciteitsproductie met de verschillende elektriciteitstechnologieën. We spreken liever over productiekosten dan over private kosten omdat een deel van de schadekosten reeds geïnternaliseerd zijn. Voor de bepaling van de productiekosten is rekening gehouden met investeringskosten, jaarlijkse vaste kosten, brandstofkosten en andere variabele kosten. De basis voor deze berekeningen zijn de data die worden opgebouwd in projecten die worden uitgevoerd met het Belgische TIMES model²¹. De berekening van de productiekost van elektriciteit:

- is op basis van jaargemiddelden;
- maakt een annuïteit van de investering op basis van de technische levensduur en een discontovoet van 4 % (bij 10 % zouden investeringsintensieve technologieën duurder zijn);
- is gebaseerd op kosten in Euro₂₀₀₉;
- houdt geen rekening met personeelskosten, reservecapaciteit, kosten voor interesten gedurende constructie, netuitbreidingen of uitdienstnames.

Voor de warmtekrachtcentrales (WKK's) is geen berekening uitgevoerd omdat voor de warmte een aparte inschatting moet worden gemaakt. Wel is het zo dat de kostenstructuur van een installatie vergelijkbaar is met deze van een STEG, weliswaar bij een vergelijkbare warmte-input. Alle berekeningen in deze § zijn geldig voor de brandstofprijzen die worden weergegeven in onderstaande tabel.

²¹ Meer informatie is terug te vinden op de website van Federaal Wetenschapsbeleid: www.belspo.be of www.psscscs.be, meer bepaald de projecten TUMATIM en PSS-CCS II. De data zijn een combinatie van data uit het EU FP6 project CASES [FEEM], data uit het PSS CCS II project en de SETIS calculator van de Europese Commissie: <https://odin.jrc.ec.europa.eu/SETIS/SETIS1.html#>

Tabel 23: Aanname brandstofprijzen voor de berekening van de productiekosten (€₂₀₀₉/MWh)

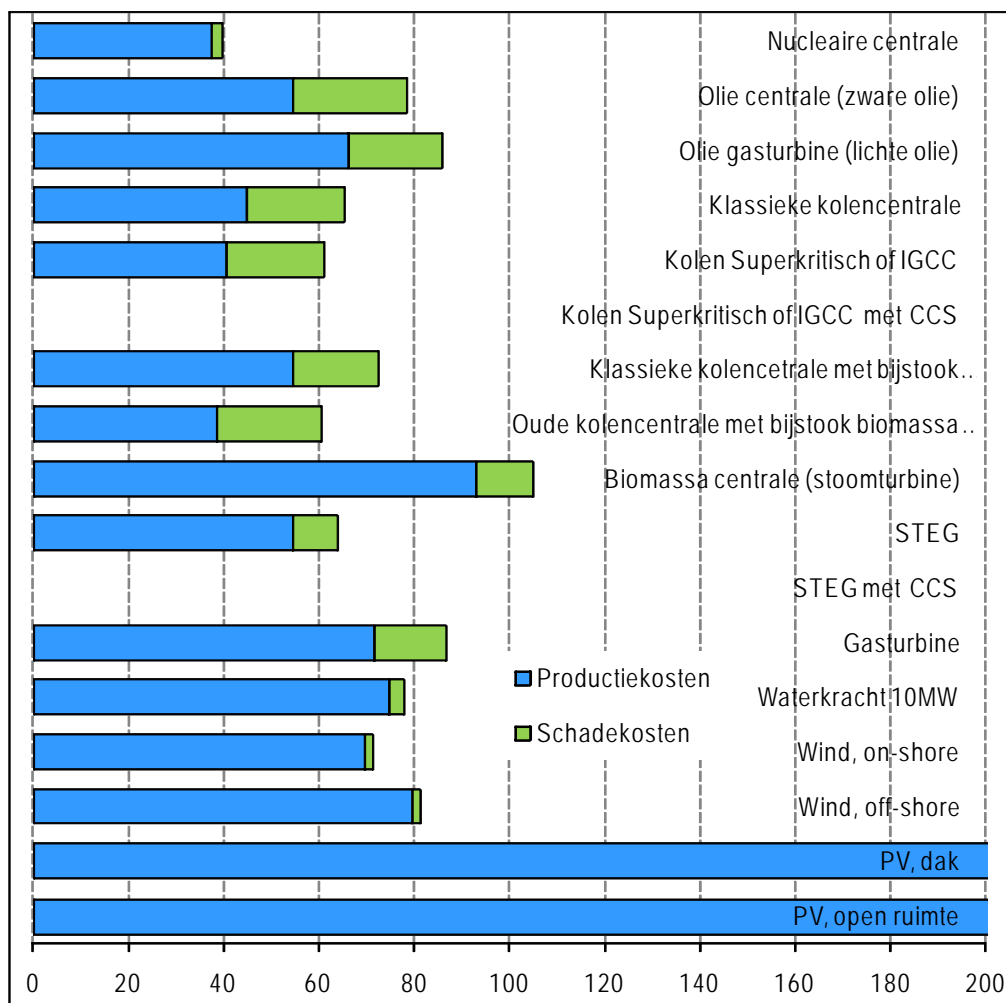
	2010	2025
Ruwe olie	40.0 (68 €/bbl)	64.6 (110 €/bbl)
Aardgas	24.8	42.0
Kolen (hard coal)	10.8	20.2
Zware olie	36.0	58.2
Lichte olie	50.5	82.5
Hout	17.6	22.4

De schadekosten komen uit dit rapport: voor 2010 de schadekosten eerder berekend voor 2010, voor 2025 het gemiddelde van de waarden voor de jaren 2020 en 2030.

Tabel 24: Statische vergelijking van productiekosten, schadekosten en (totale) sociale kosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (€₂₀₀₉/MWh)

	investering en vaste kost	vari- abel	brand- stof	productie- kost	schade- kost	sociale kost
Nucleair	27	1.2	9	37	2	40
Olie centrale (zware olie)	7	1.9	45	55	24	78
Olie gasturbine (lichte olie)	5	1.9	59	66	20	86
Klassieke kolencentrale	17	3.2	24	45	21	65
Kolen Superkritisch of IGCC	15	3.2	22	41	21	61
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	nvt	nvt	nvt	nvt	nvt	nvt
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	18	3.2	33	54	18	73
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	2	3.2	33	39	22	61
Biomassa centrale (stoomturbine)	21	3.5	68	93	12	105
STEG	10	1.9	43	54	10	64
STEG met CCS	nvt	nvt	nvt	nvt	nvt	nvt
Gasturbine	4	2.5	65	72	15	87
Waterkracht 10MW	75	0.0	0	75	3	78
Wind, on-shore weinig wind	132	0.0	0	132	2	133
<i>Wind, on-shore gemiddelde wind</i>	70	0.0	0	70	2	71
Wind, on-shore veel wind	49	0.0	0	49	2	51
Wind, off-shore dicht	74	0.7	0	74	2	76
<i>Wind, off-shore gemiddeld</i>	79	0.7	0	80	2	81
Wind, off-shore ver	99	0.7	0	100	2	102
PV, dak	382	0.0	0	382	8	391
PV, open ruimte	282	0.0	0	282	20	302

Voor 2010 zijn de productiekosten voor alle technologieën hoger dan de schadekosten. Vaak is de hoogste component de brandstofkost, behalve voor de technologieën met nucleaire brandstof of de hernieuwbare technologieën. Afgezien van zonne-energie bevinden de productiekosten zich tussen 40 en 90 Euro₂₀₀₉/MWh.



Figuur 22: Statische vergelijking van productiekosten en schadepkosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2010 (€₂₀₀₉/MWh)

Onderstaande tabel en figuur geven dezelfde resultaten, maar nu voor het jaar 2025. De productiekost is op een gelijkaardige manier berekend, waarbij rekening is gehouden met de evolutie van de technologiekenmerken en de evolutie van de brandstofprijzen.

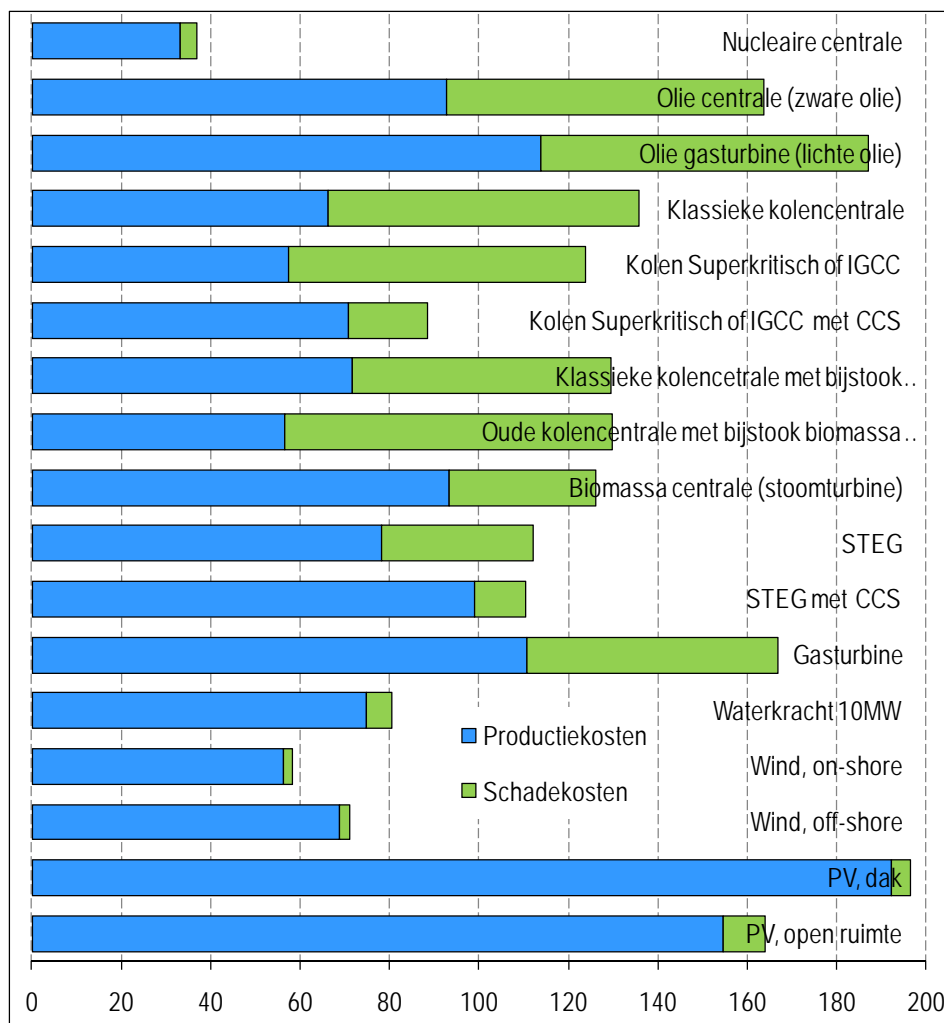
Tabel 25: Statische vergelijking van productiekosten, schadepkosten en (totale) sociale kosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (€₂₀₀₉/MWh)

	investering en vaste kost	variabel	brandstof	productiekost	schadepkosten	totale sociale kost
Nucleair	24	0.6	9	33	4	37
Olie centrale (zwarte olie)	7	1.9	84	93	71	164
Olie gasturbine (lichte olie)	5	1.9	107	114	73	187
Klassieke kolencentrale	17	3.2	46	66	70	136
Kolen Superkritisch of IGCC	14	3.2	40	57	66	124
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	21	3.7	46	71	18	88
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	17	3.2	51	72	58	130
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	2	3.2	51	57	73	130
Biomassa centrale (stoomturbine)	19	3.5	71	93	33	126

STEG	9	1.9	67	78	34	112
STEG met CCS	18	2.1	78	99	12	110
Gasturbine	4	2.5	104	111	56	167
Waterkracht 10MW	75	0.0	0	75	6	80
Wind, on-shore weinig wind	106	0.0	0	106	1.9	108
<i>Wind, on-shore gemiddelde wind</i>	56	0.0	0	56	1.9	58
Wind, on-shore veel wind	40	0.0	0	40	1.9	42
Wind, off-shore dicht	64	0.7	0	65	2.2	67
<i>Wind, off-shore gemiddeld</i>	68	0.7	0	69	2.2	71
Wind, off-shore ver	84	0.7	0	85	2.2	87
PV, dak	192	0.0	0	192	4	196
PV, open ruimte	155	0.0	0	155	9	164

In 2025 zijn de sociale kosten voor bijna alle technologieën hoger dan in 2010. Er is een daling voor de kosten van wind en van zon. Voor de zonnepanelen daalt de (totale) sociale kost sterk, maar hun kost ligt blijft hoger dan die van de andere technologieën. Vermits de schadekosten (per eenheid geproduceerde stroom) van de meeste technologieën toenemen in de tijd, worden die schadekosten voor enkele fossiele technologieën in de periode 2020-2030 vergelijkbaar met de productiekosten²². Dat maakt dat de (totale) sociale kost voor die fossiele technologieën dan het dubbele bedraagt van de productiekosten. Voor nucleaire centrales, fossiele centrales met CCS en voor hernieuwbare technologieën zijn de schadekosten merkelijk kleiner dan de productiekosten.

²² Uitgedrukt per eenheid elektriciteit kan de productiekost van elektriciteit (dus zonder schadekosten) in 2025 variëren tussen 40 en 200 €/MWh.



Figuur 23: Statische vergelijking van productiekosten en schadekosten van de elektriciteitstechnologieën voor 2025 (€2009/MWh)

2.8. Conclusie

De schadekosten van de meeste technologieën nemen (per eenheid geproduceerde stroom) sterk toe in de toekomst, en dit wordt voornamelijk verklaard door de toename van de schadekosten van broeikasgassen. Het is duidelijk dat de totale schadekosten van hernieuwbare technologieën, dit is de sommatie van impacts van zowel directe als indirecte emissies, lager zijn dan conventionele niet-hernieuwbare technologieën. CCS-technologieën en nucleaire elektriciteitsproductie hebben ook lage schadekosten. Over alle technologieën heen variëren de schadekosten in 2020 tussen 2 en 60 €/MWh. We willen de lezer er op wijzen dat deze schadekosten niet rechtstreeks te vertalen zijn naar een gradatie van duurzaamheid van een technologie. Hiervoor kan beter de totale sociale kost gebruikt worden als som van de private kosten en (externe) schadekosten. Uitgedrukt per eenheid elektriciteit kan de private kost – hier benaderd door middel van de productiekost – van elektriciteit in 2020 variëren tussen 33 en 192 €/MWh. Een lage schadekost is geen garantie voor een lage sociale kost.

De schadekosten zijn wel van nut in analyses die deze schadekosten vergelijken met kosten van maatregelen die deze schadekosten proberen te beperken (kosten-batenanalyses). Schadekosten kunnen ook worden gebruikt als maatstaf waarmee (financiële) stimuli moeten vergeleken worden. Er is sprake van een efficiënt beleid als een taks overeenkomt met de marginale schade of als een subsidie overeenkomt met de vermeden marginale schade.

Hoofdstuk 3. Internalisatie schadekosten

Hoofdstuk 3 gaat dieper in op aspecten van internalisatie van de schadekosten van huidige en toekomstige elektriciteitsproductie. We kunnen stellen dat de schadekosten een soort van plafond zijn voor de externe kosten. Internalisatie van schadekosten door actief beleid verlaagt de externe kosten en de mate waarin dit gebeurt is een maatstaf voor de overblijvende externe kosten.

3.1. Verband tussen externe kost en schadekost: internalisatiegraad

Aan de hand van een internalisatiegraad kan de externe kost worden ingeschat. Voor een analyse van externe kosten is het belangrijk een onderscheid te maken tussen externe kosten en schadekosten. Vaak worden de twee begrippen door mekaar gebruikt, maar eigenlijk is er een fundamenteel verschil tussen beide. Een veel gebruikt begrip is de "internalisatiegraad". Dit is de mate waarin een schadekost reeds geïnternaliseerd is. Een schadekost is maar een externe kost indien er geen beleid tegenover staat dat een hoge graad van internalisering garandeert.

In een situatie waarbij een schadekost helemaal niet geïnternaliseerd is, zijn beide begrippen "externe kost" en "schadekost" gelijk. Algemeen gebruik van het begrip "externe kost" voor een schadekost scheidt echter verwarring. In de toekomst zal het onderscheid belangrijker worden omdat schadekosten meer en meer zullen worden geïnternaliseerd. Naarmate het beleid acties onderneemt die een invloed hebben op de prijs en naarmate deze acties ook effectief prijsprikkels creëren voor de eindgebruiker zullen de schadekosten meer en meer worden geïnternaliseerd. Het is ook mogelijk dat er slechts kleine externe kosten zijn maar dat er nog altijd grote schadekosten optreden. Dit komt voor als de schadekosten voor een groot deel geïnternaliseerd zijn, maar dat deze slechts beperkt de keuzes beïnvloeden omdat mensen bijvoorbeeld geen gevolg geven aan een prijsverhoging en daarom hun gedrag niet wijzigen.

$$\text{Externe kost} = \text{schadekost} \times (1 - \text{internalisatiegraad})$$

Om externe kosten te kunnen inschatten moeten zowel de schadekosten als de internalisatiegraad worden geschat. In dit hoofdstuk wordt specifiek gekeken naar de internalisatiegraad.

3.2. Internalisatie schadekosten huidige elektriciteitsproductie

De huidige elektriciteitsproductie heeft externe kosten die qua grootte orde vergelijkbaar zijn met de schadekosten. Deze conclusie is vergelijkbaar met de conclusie van Torfs et al. (2005). Voor broeikasgassen is de situatie iets ingewikkelder omdat voor producenten wel prijsprikkels bestaan.

De basis: vergelijking van schadekosten met voornaamste prijselementen.

Eigenlijk kan men pas spreken van een goede internalisatie van schadekosten als de elektriciteitsprijs gedifferentieerd is naar de schade-effecten die optreden. Een prijselement dat de productieprijs beïnvloedt kan een subsidie zijn of een taks. Een subsidie is zelden een goed instrument om schadekosten te internaliseren. Een subsidiesysteem leidt alleen tot internalisatie van schadekosten als men subsidies uitkeert voor vermeden negatieve impacts. De grote moeilijkheid hierbij is het inschatten van een referentietoestand en de informatie met betrekking tot de kosten om impacts te reduceren. Veel vaker worden subsidies echter gebruikt om een technologie te promoten (Valsecchi et al., 2009).

Een taks die overeenkomt met de marginale schade is een efficiënte manier om schadekosten te internaliseren. Normering kan ook tot een prijsprikkel leiden, maar het is niet eenvoudig om de hoogte van een standaard goed in te schatten.

Besluiten ivm internalisatie van schadekosten uit Torfs et al. (2005), aangevuld met nieuwe inzichten vanuit de literatuur

Sinds 2005 zijn er geen grote veranderingen gekomen die de besluiten van het rapport Torfs et al. (2005) doen wijzigen.

Er is sprake van volledige internalisatie van schadekosten als de consumentenprijs van een goed op elk moment de volledige marginale sociale kost reflecteert. We stellen vast dat de prijsvorming van elektriciteit voor de eindconsument niet leidt tot het internaliseren van externe kosten. Voor groenestroomproducenten (groothandel) is er wel een prijzenprikkel om bepaalde technologieën te gaan gebruiken. Er zijn echter geen prijzenprijkkels die gelinkt zijn aan directe milieu-impact en voor de eindconsument zijn er ook geen prijzenprijkkels. Een elektriciteitspark van een producent kan divers zijn, het eindproduct elektriciteit wordt meestal verkocht als een homogeen product zonder differentiatie in tijd of productiewijze. De diversiteit van opwekking wordt niet vertaald in prijsverschillen. Schadekosten zoals CO₂ worden verhaald op de eindgebruiker maar worden verrekend per eenheid van het product en worden dus uitgesmeerd over alle kilowatturen. De eindgebruiker heeft dan ook geen echte keuze of een bewuste keuze wordt niet voldoende aangemoedigd. Elektriciteit wordt wel verkocht als verschillende producten (denk aan de groene elektriciteit) maar de prijzen en dus ook de prijsverschillen zijn alleen geldig in de marge. Het bevorderen van elektriciteitsproductie met technologieën met een lage sociale kost wijkt nog af van volledige internalisatie. Er moet immers geen prijs betaald worden voor de overblijvende emissies en dus kunnen deze nog te hoog zijn omdat de impacts hiervan niet in rekening worden gebracht. In die zin leunen systemen die zorgen dat CO₂ of NO_x een prijs krijgen dichterbij de principes van internalisatie van schadekosten. Het systeem van handel in emissierechten kan om deze reden een zeer efficiënt mechanisme zijn.

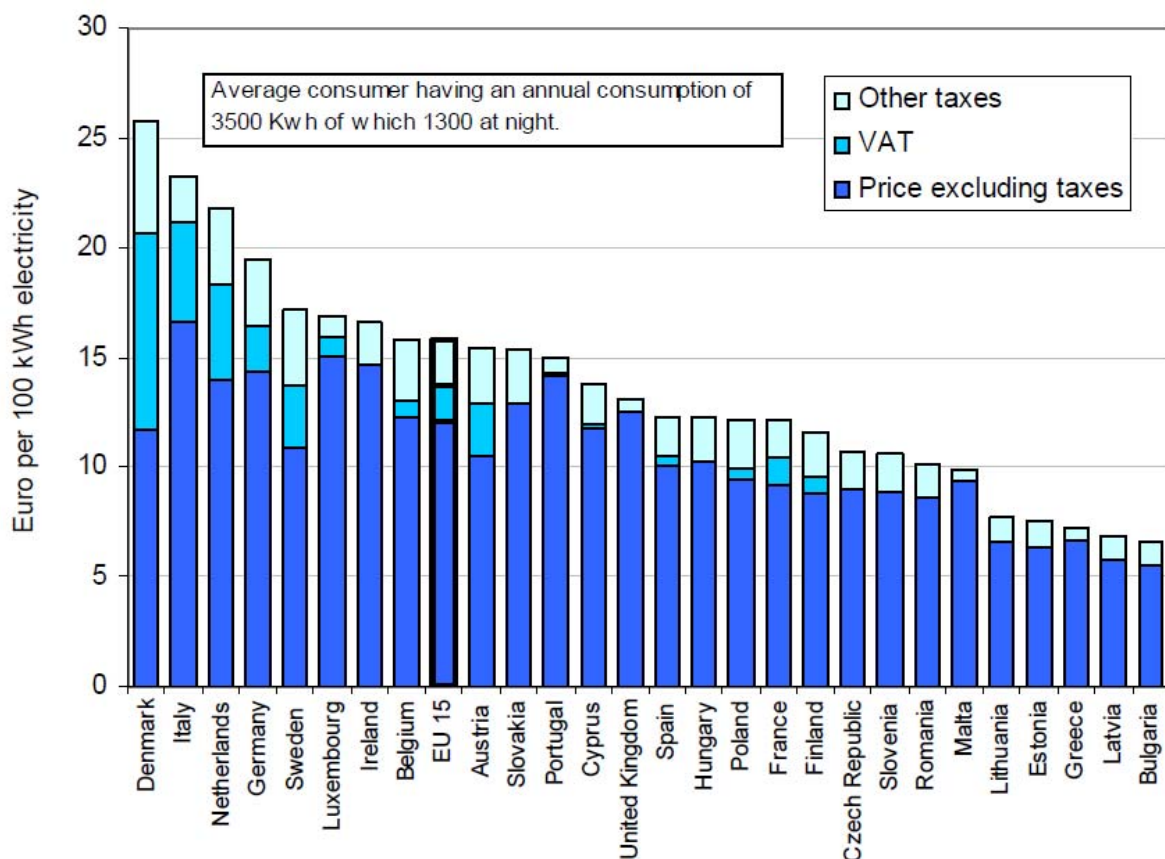
We sommen de besluiten hieronder op, aangevuld met enkele besluiten uit het CASES-project (Markandya et al., 2010):

- Schadekosten dalen maar zijn niet voldoende geïnternaliseerd.
- Weinig of geen taxsystemen zijn gekoppeld aan milieuprestaties.
- Belasting op toegevoegde waarde is een takssysteem dat niet leidt tot internalisatie.
- De consumentenprijs op hetzelfde niveau brengen als de totale sociale kost is geen volledige internalisatie. Er is een gedeeltelijke internalisatie op de groothandelsmarkt. Echter, de eindconsument ziet maar één eindproduct, elektriciteit, en dus is er geen vertaling van prijsprijkkels tot het niveau van de consument. De eindconsument heeft een gemiddelde elektriciteitsprijs die de prijsprijkkel van vb. CO₂ niet reflecteert. Op een gelijkaardige manier zijn er ook geen prijzenprijkkels om de consumptie te verschuiven in de tijd (dit is wel het geval voor grootverbruikers).
- Volledige internalisatie is meer dan het stimuleren van technologieën met een lage sociale kost en is zeker ook meer dan het stimuleren van technologieën met een lage schadekost. Dit rapport legt in hoofdstuk 2 uit waarom de sociale kost moet gebruikt worden om technologieën met elkaar te kunnen vergelijken. Vaak leiden beleidsmaatregelen tot het promoten van bepaalde technologieën maar hiermee zijn de schadekosten van de overige technologieën nog niet geïnternaliseerd. Om deze reden is het promoten van hernieuwbare energievormen niet voldoende voor een sterke daling van de CO₂-uitstoot (Nijs & Van Regemorter, 2007).
- De verschillende interacties tussen verschillende beleidspistes en beleidsniveaus is belangrijk en verdient meer aandacht. Een voorbeeld is de impact van hernieuwbare energie op de prijsvorming van CO₂. Het ene systeem (technologiepromotie) wordt als het ware opgeslorpt door het andere systeem waarbij een emissieplafond wordt nagestreefd (cap and trade, emissiehandelssysteem).

Deze bevindingen worden ook bevestigd door EEA (2008 EN35); we citeren, vrij vertaald:

“De externe kosten van de milieu-impacts van elektriciteitsproductie zijn significant in de meeste landen en reflecteren de dominante aanwezigheid van fossiele brandstoffen in de productiemix. In 2005 was de gemiddelde externe kost in EU tussen 18 en 59 €/MWh. Ondanks vooruitgang zijn de schadekosten nog steeds niet voldoende gereflecteerd in de energieprijzen.”

Verder toont een andere studie van EEA (EEA 2008, EN32) aan dat de verschillende takssystemen niet afgestemd zijn met de impacts. Figuur 24 geeft het taksniveau weer. BTW wordt niet beschouwd als een goed mechanisme om schadekosten te gaan internaliseren, evenals taksen die worden ingevoerd voornamelijk om inkomsten te genereren voor (lokale) overheden.



Figuur 24: Componenten van de elektriciteitsprijs van huishoudens in 2007 (Bron: EEA)

Nieuwe inzichten door nieuw onderzoek mbt groenestroom.

Prijsvorming op de elektriciteitsmarkt is niet zo eenvoudig. VITO bouwde een klein testmodel voor een fictieve elektriciteitsmarkt om een beter zicht te krijgen op invloed van hernieuwbare elektriciteit op de prijsvorming. Ondanks dat op middellange termijn de gemiddelde private kosten toenemen kan de prijs voor de eindconsument in sommige situaties dalen. Er werd een referentiescenario gebouwd om mee te kunnen vergelijken en dan nog een scenario met extra hernieuwbare energie. Deze scenario's zijn verschillend van Lodewijks et al., 2009 omdat een vereenvoudigd model nodig is om deze effecten goed te kunnen analyseren.

Uit de analyse met dat testmodel kwam VITO tot de bevinding dat een hoger aandeel electriciteit uit hernieuwbare energiebronnen doorgaans leidt tot een toename van de kosten van elektriciteitsproductie tot 2020. Maar ook dat er door het Merit Order Effect²³ soms toch sprake kan zijn van een prijsdaling. De leveranciers rekenen de prijs van de groenestroomverplichting door aan de consument. In de meeste situaties leidt het opvoeren van de verplichting dan ook tot een stijging van prijs van het finale goed – elektriciteit voor de consument. Een belangrijk besluit is echter dat in sommige situaties er mogelijk toch een daling optreedt van de elektriciteitsprijs die de eindconsument betaalt. Deze situatie kan voorkomen als elektriciteitsproducenten winsten genereren, dus als de marginale kost van elektriciteit, gemiddeld over alle tijdsperiodes, hoger is dan de gemiddelde kost. Dit kan voorkomen als basislastcentrales niet vaak de marginale technologie zijn omdat er minder basislastcentrales zijn dan kostenefficiënt wenselijk zou zijn of als deze niet voldoende regelbaar zijn. De situatie komt ook voor als de prijs van verhandelbare emissierechten de prijs van elektriciteit verhogen.

²³ De zeer lage marginale private kost van windenergie of zonne-energie doet de kostencurve verschuiven naar rechts. Het snijpunt met de vraagcurve ligt hierdoor op een lagere prijs dan zonder de hernieuwbare energie, waardoor de gemiddelde prijs in een systeem met hernieuwbare energie lager is dan in hetzelfde systeem zonder hernieuwbare energie.

In een situatie waarin beide effecten (beperkte mogelijkheden basislastcentrales en een prijs voor CO₂) een rol spelen, tonen de modelruns aan dat de elektriciteitsprijs lichtjes kan dalen voor de eindconsument als er relatief goedkope hernieuwbare elektriciteit wordt gebruikt. De berekeningen tonen aan dat er een winstdaling optreedt die ongeveer van dezelfde grootte orde is als de meerkost van de groene elektriciteit.

Dit voorbeeld toont aan dat kosten altijd worden gedragen door iemand, maar dat de prijsvorming tot stand komt via het mechanisme van marginale productiekost. De kosten van de verplichting voor de leveranciers worden uitgesmeerd over de verbruikers. Er ontstaat een prijzenprikkel voor de producenten (groothandel) om bepaalde technologieën te gaan gebruiken. Er zijn echter geen prijzenprikkel die gelinkt zijn aan directe milieu-impact en voor de eindconsument zijn er ook geen prijzenprikkel.

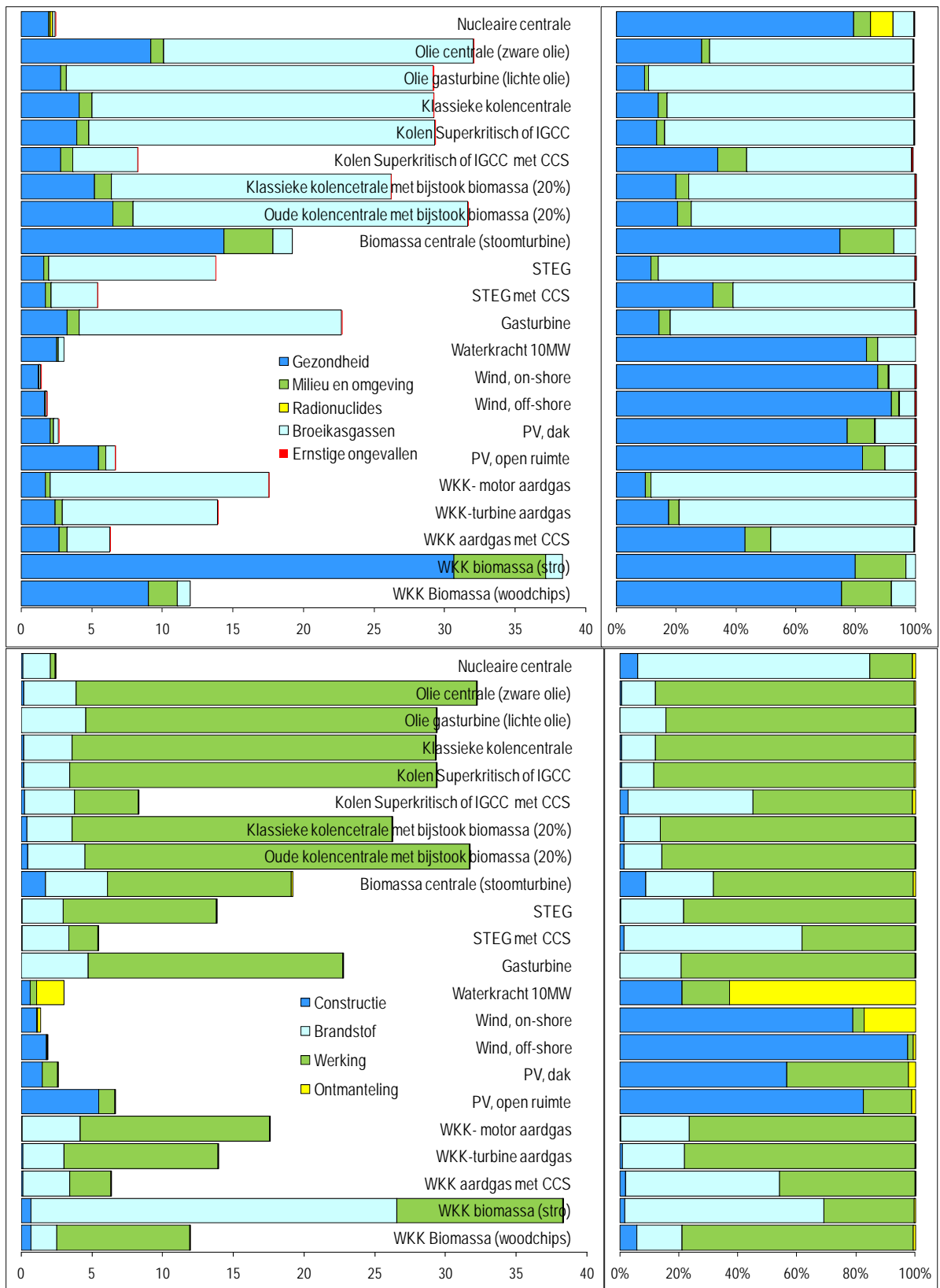
Nieuwe inzichten mbt broeikasgassen

Het zou verkeerd zijn aan te nemen dat het handelssysteem van emissierechten (ETS) geen internalisatie bereikt. Bronnen tonen aan dat reeds vandaag ongeveer 70% van de CO₂-prijs wordt doorgerekend (IEA 2007 and Sijm et al. 2006). De schadekost voor broeikasgassen werd afgeleid uit preventiekost: de marginale reductiekost om een beleidsdoelstelling na te streven. In de andere richting zou men daarom kunnen besluiten dat indien het beleid deze doelstellingen behaalt, alle kosten geïnternaliseerd zullen zijn. Er zijn opnieuw argumenten om hieraan te twifelen:

- ETS omvat slechts een deel van de totale emissies (cfr Defra 2009) en de reductiekost van deze emissies kan lager zijn dan de marginale reductiekost van de doelstellingen (die wel alle emissies omvat).
- Als de ambities van Europa geen navolging kennen zal een deel van de inspanningen komen van CDM, maar de totale wereldinspanning is op dat moment minder dan nodig op de beoogde doelstelling van een maximale temperatuurstijging van 2°C te halen.
- De prijs van CO₂ is afhankelijk van ander (energie)beleid dat een invloed heeft op de broeikasgassen, bijvoorbeeld de inzet van hernieuwbare energie. Dit argument is minder sterk voor de periode na 2025 omdat hernieuwbare energie vanaf dan kostenefficiënt wordt.
- Emissies buiten Europa maar wel deel uitmaken van de levenscyclus van elektriciteitsproductie zijn ook niet geïnternaliseerd als er alleen in Europa een klimaatbeleid is.
- Een bijkomende moeilijkheid werd ook beschreven in De Nocker et al. (2010) namelijk dat ook bij 2 °C nog heel wat klimaatimpacts, aanpassingskosten en schade zullen optreden. Deze zijn echter zeer onzeker.

3.3. Analyse externe kosten in 2030

Voor toekomstige elektriciteitsproductie lijkt het wenselijk dat de externe kosten veel lager worden dan de schadekosten omdat dan schadekosten meetellen in de investeringsbeslissingen die gebaseerd zijn op private kosten. Om toekomstige beleidsopties te beoordelen is het dan ook nuttig om een inschatting te maken van de externe kosten in 2030. We maken gebruik van een pragmatische methode om op een inschatting te maken van de internalisatiegraad van de belangrijkste effecten. Het resultaat kan gebruikt worden om bijvoorbeeld de verschillen te zien en overblijvende externe kosten in te schatten. Zelfs met een relatief hoge mate van internalisatie zal blijken dat er immers nog vrij veel externe kosten zullen overblijven.



Figuur 25: Inschatting externe kosten in 2030 (€/MWh en %) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus (andere schaal, cijfers in bijlage), op basis van een percentage van de schadekosten

Broeikasgassen

We maken een keuze en nemen aan dat de *externe kost* van CO₂ in 2030 nog 30 euro zal bedragen per ton. Het is een arbitraire keuze, maar er zijn toch een aantal elementen die deze keuze kunnen onderbouwen.

Een schadekost van 100 €/ton (zie hoofdstuk 1) komt in combinatie met een marginale reductiekost van 70 €/ton²⁴ overeen met een externe kost van 30 €/ton. [Defra] schat de handelsprijs van emissies in op ongeveer 80 €/ton in 2030.

$$\text{Externe kost} = \text{schadekost} - \text{marginale reductiekost}$$

Andere effecten

Om het effect van een gedeeltelijke internalisatie na te gaan nemen we aan dat de andere impacts voor 50% zijn geïnternaliseerd. Toekomstige doelstellingen met betrekking tot emissiegrenswaarden kunnen dit verwezenlijken. Beleid van emissiegrenswaarden kan m.a.w. leiden tot het verrekenen van schadekosten. In het MKM gebeurt dit automatisch, althans voor de productiefase van elektriciteit. Huidige emissiegrenswaarden worden in Vlaanderen gehaald tegen marginale reductiekosten die toch nog onder de marginale schade zitten. Dit rapport rekent voor 2030 met een schadekost van SO₂ en NO_x respectievelijk met 13,3 en 8,3 euro/kg. De helft hiervan telt dus mee in de analyse voor de externe kosten (7,5 en 4 euro/kg). De oefening die hier gebeurt is niet bedoeld als best guess, maar het geeft wel een beeld van de effecten van een niet volledige internalisatie (50%).

$$\text{Externe kost} = \text{schadekost} \times (1 - \text{internalisatiegraad})$$

Resultaten

Vermits we dezelfde aannames voor de technologieën hanteren in 2030 als in 2020, wordt enkel 2030 getoond. Uit de resultaten kunnen we besluiten dat de verhoudingen van de verschillende impacts in de lijn liggen met de vorige resultaten. Qua grootteorde zitten ze tussen de resultaten van de periode [2000-2010] en 2020 (figuur 15 en 16). Met aannames over emissiehandel (overblijvende externe kost van 30 €/ton) en internalisatie van lokale polluenten (50%) concluderen we dat de externe kosten van de meeste klassieke technologieën toch nog hoog zullen zijn in 2030. Deze oefening laat in het midden in hoeverre lokale polluenten nog verder gereduceerd zullen worden. De resultaten zeggen m.a.w. niets over de overblijvende schadekosten.

3.4. Conclusies

Om te besluiten stellen we vast dat het milieugerelateerd beleid voor elektriciteitsproductie vandaag voornamelijk bestaat uit een combinatie van milieubeleidsovereenkomsten, emissiehandel en prijzenprikkels voor technologiekeuze. De studie geeft een kader om beleidsondersteunende maatregelen mee af te toetsen. Vermeden schadekosten kunnen in een statische vergelijking ruwweg gebruikt worden om technologiesteun mee te vergelijken. Er is als het ware een onderbouwing van het niveau van de steun door deze te vergelijken met de vermeden schadekosten van technologie X t.o.v die van referentietechnologie Y. Het is echter moeilijk om een referentietechnologie Y te definiëren waardoor het beter is om dit soort analyses uit te voeren met dynamische energiemodellen. Studies met deze modellen wijzen uit dat onder andere een groot deel van de hernieuwbare technologieën na 2030 kostenefficiënt zijn in scenario's met strikte klimaatdoelstellingen zodat verdere ondersteuning niet meer nodig zal zijn (ten minste als er dan een sterk klimaatbeleid aanwezig is). De studie toont ook aan dat op kortere termijn technologiesteun niet volstaat en dat prijzenprikkels nodig zijn voor alle schadekosten.

²⁴ Deze handelsprijs komt in de buurt van de aangenomen CO₂ prijs van het VISI scenario in Lodewijks et al. (2009): 77,6 euro per ton. Deze richtwaarden zijn in lijn met een doelstelling om tegen 2030 50% minder CO₂-uitstoot te hebben.

Hoofdstuk 4. Overzicht totale schadekosten huidige productie

In dit hoofdstuk bespreken we de totale schadekosten van de huidige elektriciteitsproductie voor de zichtjaren 2000, 2005 en 2008. Ook bespreekt dit hoofdstuk kort de schadekosten van het gebruik van deze elektriciteit die in Vlaanderen is opgewekt. Om deze schadekosten op een correcte manier te kunnen inschatten hebben we gebruik gemaakt van detaildata van productie van elektriciteit op centraleniveau. Ook werden emissiefactoren op centraleniveau gehanteerd. Deze detaildata waren noodzakelijk om de uitsplitsing te kunnen maken over de verschillende referentietechnologieën waarvoor in dit rapport de schadekosten werden ingeschat.

4.1. Gebruik schadekosten

Voor de berekening van de schadekosten van de huidige elektriciteitsproductie passen we de in Hoofdstuk 2 berekende waarden toe. Zoals aangegeven omvatten deze voor de referentietechnologieën de schadekosten tijdens de constructie, brandstofaanlevering, werking en ontmanteling. Binnen elk van deze levensfasen zijn de schadekosten van gezondheid, milieu en omgeving, radionuclides, broeikasgassen en ernstige ongevallen in rekening gebracht.

Voor de oude olie- en kolencentrales werd in Hoofdstuk 2 met gemiddelde emissiefactoren gewerkt voor de bepaling van de schadekosten. Dat betekent dat de schadekosten in €/MWh niet variëren tussen 2000 en 2010. In dit hoofdstuk laten we echter de schadekosten van de werkingsfase van de centrales wel variëren. De rendementen van de bestaande installaties zijn niet of nauwelijks veranderd tussen 2000 en 2008. Wel zijn omwille van beslist beleid de emissies van SO₂, NO_x en stof, voornamelijk door de kolencentrales, sterk verminderd. Deze reducties zijn gerealiseerd door het gebruik van steenkool met lagere zwavelgehaltenes, bijstook van biomassa (vnl. effect op SO₂) en door end-of-pipe reductietechnieken (ontzwaveling, DeNO_x, elektrofilters). Daarnaast is de steenkoolcentrale van Schelle in de loop van 2000 gesloten wat de totale emissies heeft doen dalen.

Tabel 26: Overzicht luchtmissies van de bestaande kolencentrales in [ton] en in [kg/MWhe].

Zichtjaar	GWhe	Ton – kton CO ₂				Kg/MWhe – ton/MWhe CO ₂			
		SO ₂	NO _x	TSP	CO ₂	SO ₂	NO _x	TSP	CO ₂
2000	9300	27438	25972	2337	10078	2,939	2,782	0,250	1,079
2005	7300	21713	17000	1638	6412	2,991	2,342	0,226	0,883
2008	5800	6199	5434	364	4509	1,068	0,936	0,063	0,777

Terwijl de emissies van zowel SO₂, NO_x als stof sterk dalen tussen 2000 en 2005 blijven de emissies per MWhe ongeveer gelijk. De sluiting van Schelle (- 690 GWhe) en een lagere inzet van de nog bestaande kolencentrales verklaart de daling in totale emissies. Tussen 2005 en 2008 daalt de inzet van de kolencentrales nog verder ten voordele van het gebruik van voornamelijk WKK turbines en motoren, maar ook wind onshore en PV. De daling in emissies per MWhe is echter niet te verklaren door de daling in productie. Tussen 2005 en 2008 zijn een aantal bestaande kolencentrales uitgerust met end-of-pipe reductietechnieken en is de bijstook van biomassa sterk toegenomen. De schadekosten werden voor de kolencentrales berekend uitgaande van de gerapporteerde emissies uit tabel 26 en dus niet met de gemiddelde emissiefactoren.

4.2. Schadekosten voor de productie en het gebruik van elektriciteit in 2000, 2005 en 2008

De schadekosten worden berekend uitgaande van de *totale netto productie* van de verschillende types technologieën. Het eigengebruik van de verschillende technologieën wordt daarbij in rekening gebracht.

Daarnaast wordt de berekening van de schadekosten ook uitgevoerd ten opzichte van het *gebruik van elektriciteit*. Daarvoor rekenen we met een uitgemiddelde extra schadekost van 1 €/MWh voor de transmissie en distributie van elektriciteit via het netwerk. Deze extra schadekost omvat effecten van visuele impact, elektromagnetische velden, emissies van materialengebruik en infrastructuur en biodiversiteit en landgebruik. Indien de schadekost zou worden uitgedrukt per kWh gebruik van elektriciteit moeten ook de transmissie- en distributieverliezen in rekening worden gebracht. Deze bedragen ongeveer 4%.

Voor de berekening van totale schadekosten van het gebruik van elektriciteit (in M€) wordt dus enkel een extra schadekost in rekening gebracht voor de transmissie en distributie van elektriciteit via het netwerk en geen verlies.

In Vlaanderen wordt jaarlijks netto meer elektriciteit verbruikt dan geproduceerd, zodat elektriciteit moet worden ingevoerd uit Wallonië en uit de buurlanden. Gemiddeld over de periode 1998-2008 importeerde Vlaanderen zo'n 13% elektriciteit. Ook België is netto importeur van elektriciteit uit Frankrijk en Nederland. Nederland is zelf ook netto importeur, voornamelijk uit Duitsland. Het is bijgevolg erg moeilijk om schadekosten in te schatten voor deze geïmporteerde elektriciteit. We zouden dan immers niet-Vlaamse externe kosten voor de verschillende technologieën moeten in kaart brengen en het productiepark van Nederland, Duitsland en Frankrijk in kaart brengen. Deze oefening voeren we niet uit (de schadekosten verbonden aan netto geïmporteerde elektriciteit zijn dus niet verrekend in de hierna volgende figuren), maar in onderstaande tabel geven we ter info een overzicht van de netto import in Vlaanderen en België.

Tabel 27: Import van elektriciteit in Vlaanderen en België in 2000, 2005, 2008

Import elektriciteit PJ	Vlaanderen ¹	België ²	
		Uit Nederland	Uit Frankrijk
2000	19,9	?	?
2005	22,2	2,3	16,3
2008	33,9	18,4	19,3

¹ Bron: Energiebalans Vlaanderen 2008

² Bron: eigen berekening op basis van data website www.elia.be

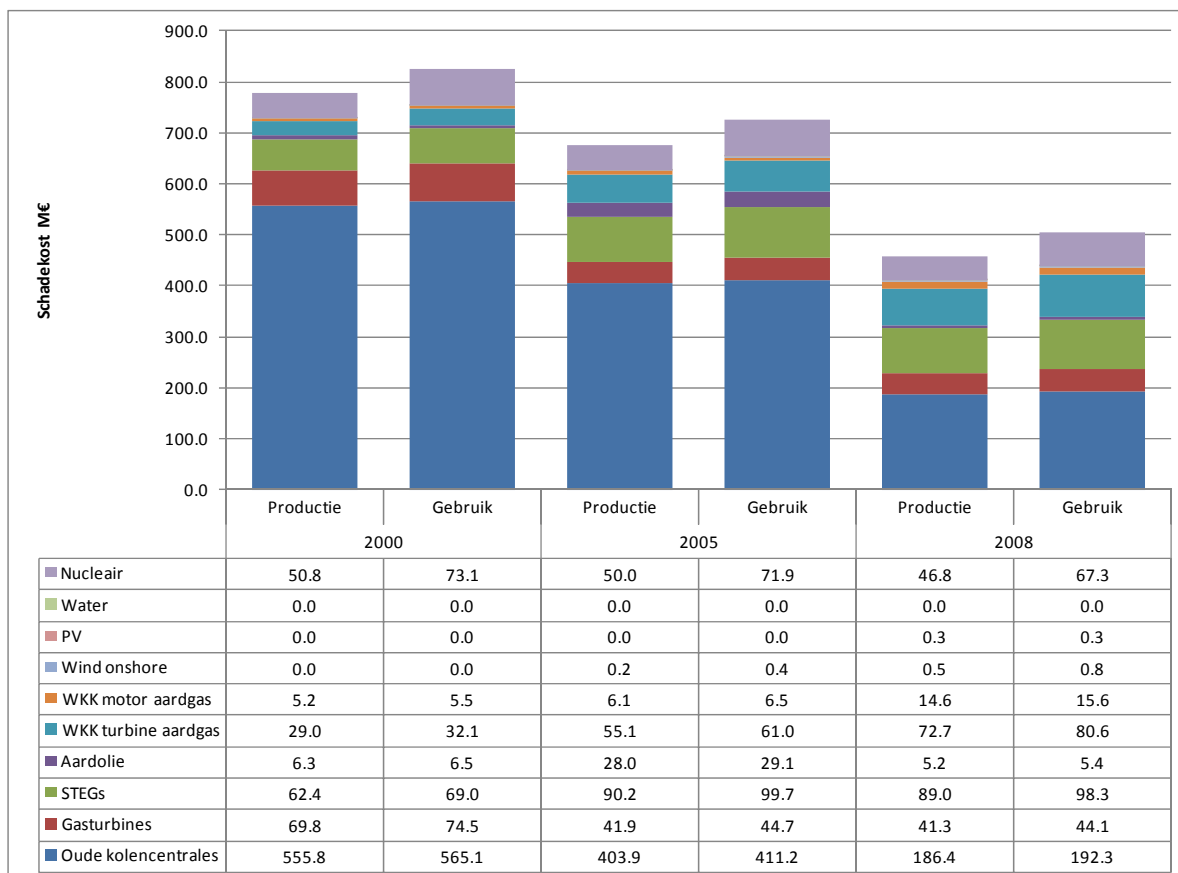
Onderstaande figuur 26 geeft de totale schadekosten weer in miljoen euro voor de verschillende technologieën. Ondanks een gestegen netto productie van elektriciteit van 172 PJ in 2000 naar 176 PJ in 2008 daalt de totale schadekost met meer dan 40%. De schadekost van de elektriciteitsproductie door oude kolencentrales (Schelle, Langerlo, Mol, Rodenhuize, Ruien) is met meer dan 550 M€ bijzonder hoog in 2000, maar daalt tot ruim 180 M€ in 2008. De inzet van de oude gasturbines daalt tussen 2000 en 2005, terwijl de inzet van de STEGs toeneemt. Dit vertaalt zich rechtstreeks in de berekende schadekosten. De inzet van aardolie (vnl. zware stookolie) in de elektriciteitsproductie piekt in 2005. Omwille van de stijging in inzet van WKK-turbines en -motoren verdubbelt de schadekost voor de turbines tussen 2000 en 2008 en verdriedubbelt deze voor de motoren. De schadekosten van de hernieuwbare technologieën wind onshore, PV en water blijven beperkt. Zoals al aangeven rekenen we voor de schadekosten van het gebruik van elektriciteit slechts met het gebruik van in Vlaanderen geproduceerde elektriciteit.

Een vergelijking met de studie uit 2005 (Torfs et al., 2005) toont dat de totale externe kost voor het jaar 2000 van de Vlaamse elektriciteitsproductie net geen 1000 M€ bedroeg. Het verschil ten opzichte van de 780 M€ schadekost die we in deze studie berekenden voor het jaar 2000 is voornamelijk te wijten aan de 'oude kolencentrales'. In het vorige rapport werd nog een externe kost berekend van 800 M€ voor deze kolencentrales, terwijl de schadekost nu nog 556 M€ bedraagt. Meer dan 80% van de totale schadekost wordt veroorzaakt tijdens de werking van deze centrales. Als we bijgevolg focussen op de werking van de kolencentrales zien we dat voor het vorige MIRA rapport de externe kosten van de luchtpolluenten sterk verschillen van de huidig gehanteerde cijfers. Dit verklaart de iets lager ingeschatte totale schadekosten voor 2000 in het huidige onderzoeksrapport.

Tabel 28: Externe kosten in MIRA studie 2005 (Torfs et al., 2005) en deze studie.

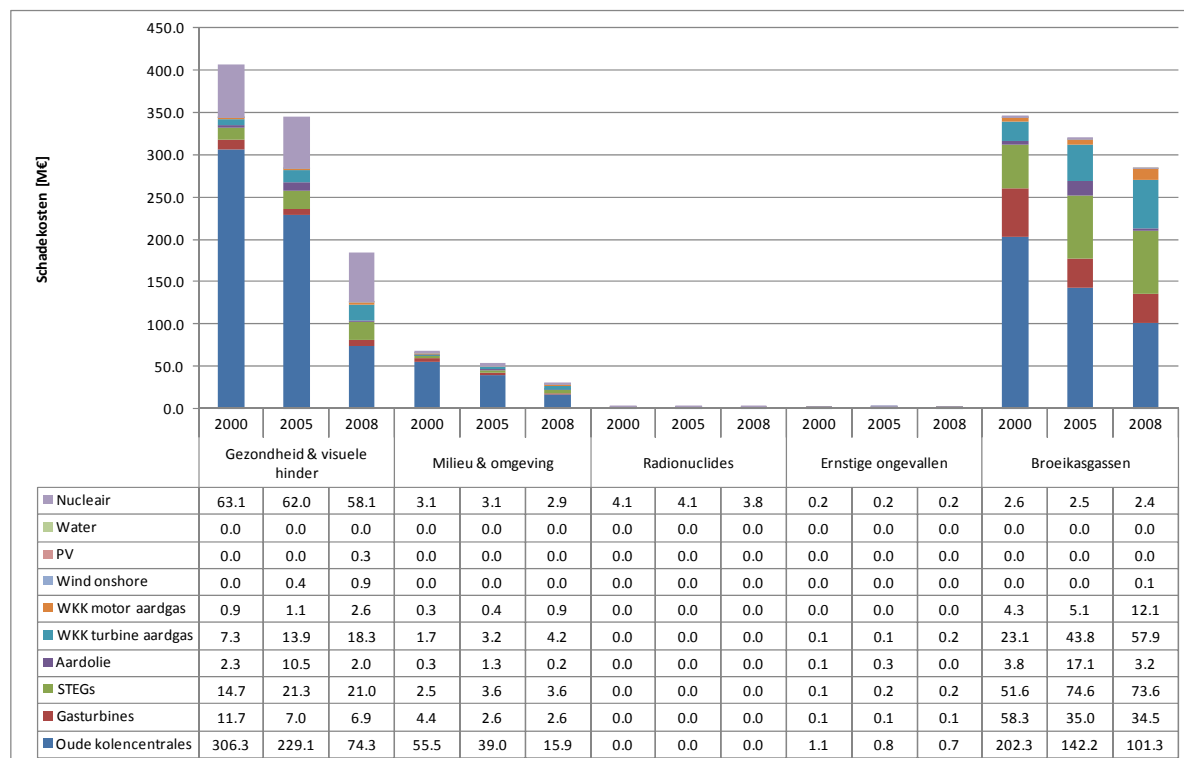
Polluent - k€/ton	Studie 2005 (Torfs et al., 2005)	Studie 2010 k€ ₂₀₀₉ /ton	
		Hoge schouwen	Lage schouwen
SO ₂	12,5	9,6	10,1
NO _x	5,9	0,7 (incl. ozon)	0,6 (incl. ozon)
Stof	PM: 32,8	22,4 (PM2,5)	140,9 (PM2,5)
NMIVOS	/	7,6	7,5

Figuur 26: Schadekosten in [M€] van de Vlaamse productie en het gebruik van elektriciteit in de zichtjaren 2000, 2005 en 2008.



In volgende figuur 27 hebben we de schadekosten van het gebruik van elektriciteit uitgesplitst volgens de verschillende impacts. Aangezien deze figuur opnieuw uitgaat van het elektriciteitsgebruik werd een uitgemiddelde extra schadekost van 1 €/MWh voor de transmissie en distributie van elektriciteit via het netwerk in rekening gebracht.

Figuur 27: Schadekosten in [M€] van het gebruik van elektriciteit in de zichtjaren 2000, 2005 en 2008, uitgesplitst volgens de verschillende impacts.



Schadekosten van de categorieën gezondheid & visuele hinder en broeikasgassen zijn duidelijk het hoogst en nemen respectievelijk 48 en 43% van de totale schadekost in in 2000. In 2008 zijn de schadekosten van gezondheid en visuele hinder echter gedaald tot 34% van de totale schadekost. Reden hiervoor is enerzijds de sterke daling in elektriciteitsproductie door middel van kolencentrales en anderzijds de gerealiseerde reducties van luchtmissies door de nog bestaande kolencentrales. In totaal is de schadekost van broeikasgassen gedaald met zo'n 60 M€ tussen 2000 en 2008, maar procentueel gezien is deze echter toegenomen tot 59% van de totale schadekost. De belangrijkste daling in broeikasgasemissies en dus ook gerelateerde schadekosten komt voor uit de sluiting van oude kolencentrales (- 100 M€). Daarnaast zorgde ook de sluiting van oude gasturbines voor een daling in schadekost van 24 M€.

De totale elektriciteitsproductie was in 2008 in Vlaanderen zo'n 19 PJ (of 11%) hoger dan in het jaar 2000. Deze extra productie werd gerealiseerd door de inzet van STEGs en WKK's, waardoor de schadekost van broeikasgassen van deze technologieën toegenomen is met respectievelijk 22 en 43 M€.

Hoofdstuk 5. Scenario's toekomstige Schadekosten

In dit hoofdstuk gaan we na hoe de schadekosten gerelateerd aan elektriciteitsproductie in Vlaanderen in de toekomst kunnen evolueren. Hierbij zullen inschattingen van schadekosten voor de zichtjaren 2010, 2020 en 2030 gemaakt worden voor de scenario's uit de Milieuverkenning 2030 (VMM, 2009) en in detail uitgewerkt in 'Lodewijks P., Brouwers J., Van Hooste H. & Meynaerts E. (2009) Energie- en Klimaatscenario's voor de sectoren Industrie en Energie. Wetenschappelijk rapport, MIRA 2009, VMM, www.milieurapport.be' (REF, EURbis, VISIbis), en vervolgens besproken en geïnterpreteerd.

De onzekerheid op de kengetallen draagt sterk bij tot de onzekerheid op de totale schadekosten. De laatste paragraaf bespreekt dit effect in meer detail.

5.1. Methode

Om de schadekosten voor de Vlaamse elektriciteitsproductie in de toekomst in te kunnen schatten vertrekken we van drie scenario's uit de 'Milieuverkenning 2030 (VMM, 2009)' (Lodewijks et al., 2009), namelijk het referentiescenario (REF), Europa bis scenario (EURbis) en het Visionaire bis scenario (VISIbis). Voor de 'bis' scenario's werden de wijzigingen aan de decreten betreffende groenestroomcertificaten²⁵ doorgerekend.

De technologieën die het MKM Klimaat heeft ingezet in de verschillende scenario's werden gekoppeld aan de referentietechnologieën uit tabel 18 waarvoor de schadekosten werden berekend voor de jaren 2010, 2020 en 2030. Volgende referentietechnologieën werden bijgevolg weerhouden voor de verdere berekeningen (tabel 29). Niet alle referentietechnologieën zijn van toepassing op de scenario's die het MKM Klimaat berekende. Gegeven de exogene parameters van de MIRA-S studie zet het model in op kostenefficiënte technologieën voor de productie van elektriciteit.

Tabel 29: Weerhouden referentietechnologieën voor de berekening van de toekomstige schadekosten in het EUR bis en VISI bis scenario.

Type	Net el. vermogen	El. efficiëntie in mensen	e efficiëntie	Draaiuren)	technical life time
	[MW]	[%]	[%]	[h/a]	[a]
Nucleair	1000	33		7500	40
Kolen Superkritisch of IGCC	450	54		7500	35
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	450	48		7500	35
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	450	38		7500	35
Biomassa centrale (stoomturbine)	450			7500	35
STEG	1000	62		7500	35
STEG met CCS	1000	56		7500	35
Gasturbine	50	39		7500	35
Wind, on-shore	2	100		2628	20
Wind, off-shore	2	100		4044	20
PV, dak	0,00312	15		1071	25
WKK-motor aardgas (80 °C warmte)	0,2	36	54	5000	20

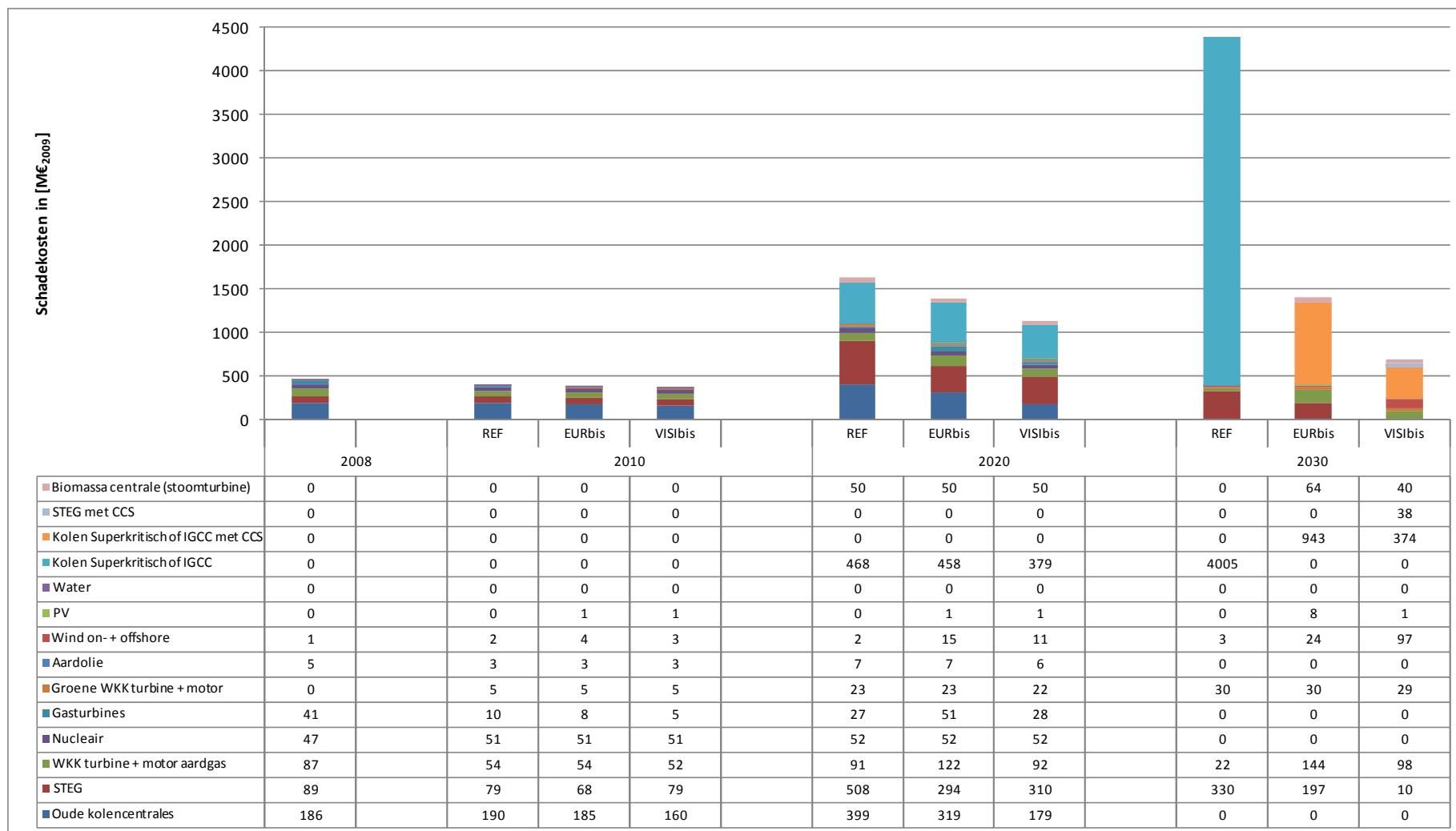
²⁵ Op 30 april 2009 keurde het Vlaams Parlement het *decreet tot wijziging van het decreet van 17 juli 2000 houdende de organisatie van de elektriciteitsmarkt* goed. Tevens keurde de Vlaamse Regering op 5 juni 2009 definitief het *Besluit tot wijziging van het besluit van de Vlaamse Regering van 5 maart 2004 inzake de bevordering van elektriciteitsopwekking uit hernieuwbare energiebronnen* goed.

WKK-motor PPO	0,2	36	54	5000	20
WKK-turbine aardgas	200	58	43	7500	35
WKK Biomassa (woodchips) turbine	6,1		50,1	7500	30

5.2. Schadekost van het REF, EUbis en VISIbis scenario

Voor het REF, EUbis en VISIbis scenario gekoppeld aan deze referentietechnologieën berekenen we de schadekosten voor 2010, 2020 en 2030 voor de productie van elektriciteit.

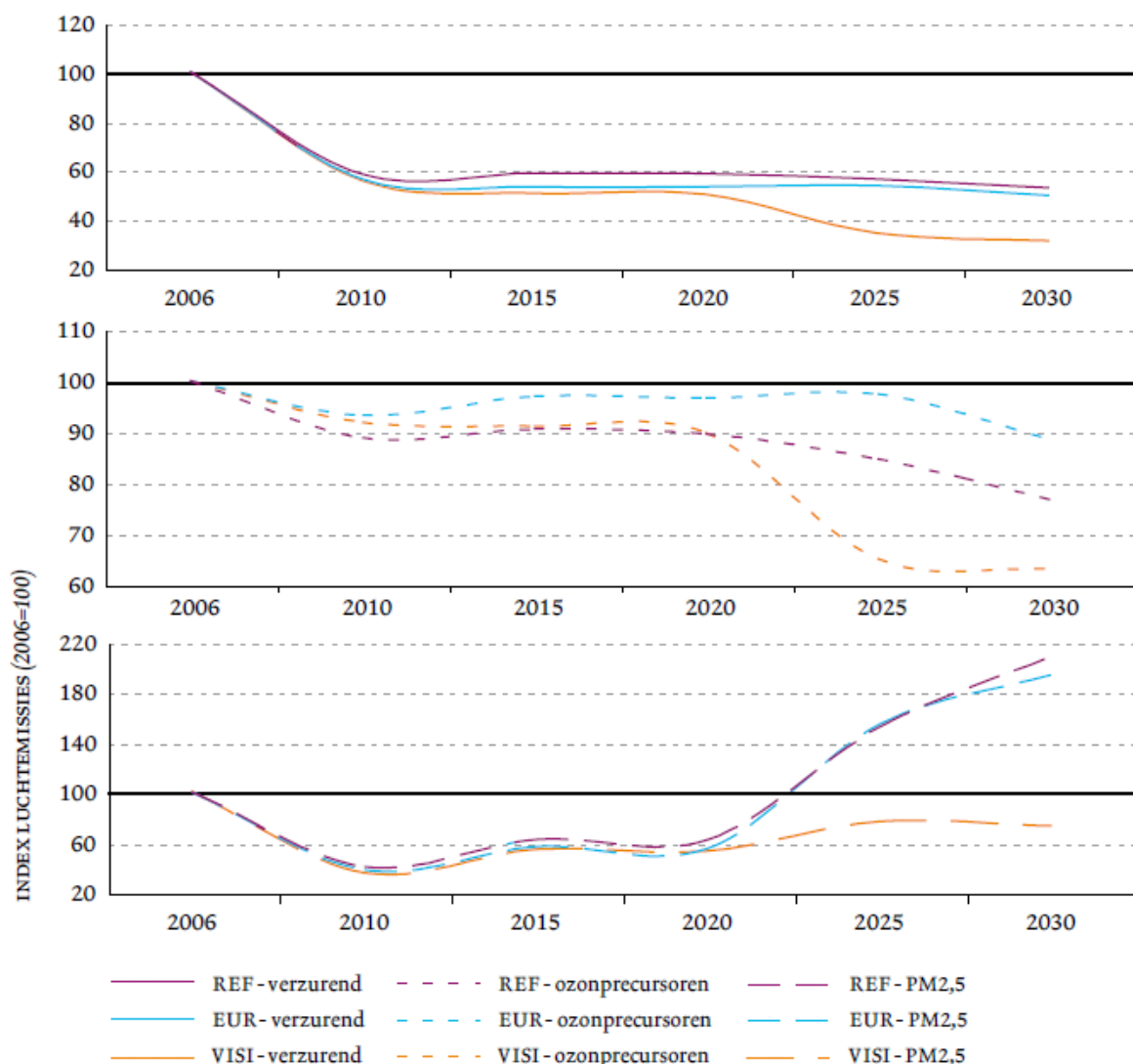
Figuur 28: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€₂₀₀₉ in 2010, 2020 en 2030 voor de productie van elektriciteit. 2008 werd als referentie opgenomen.



In figuur 28 werden de technologieën gerangschikt op de mate van bijdrage in de totale schadekost in het referentiejaar 2008.

In het **referentiescenario** kijken we aan tegen een totale schadekost van 1605 M€ in 2020 en 4390 M€ in 2030. Deze zeer sterke stijging wordt veroorzaakt door de sluiting van de nucleaire centrales. In 2030 zal geen enkele van de bestaande nucleaire centrales nog operationeel zijn. Het MKM Klimaat vervangt deze weggevallen capaciteit voornamelijk door het investeren in nieuwe superkritische kolencentrales gevolgd door een grote extra uitstoot van broeikasgassen. Gezien de aanname dat de MBO voor de elektriciteitsproductie in Vlaanderen blijft gelden tot 2030 is verregaande luchtzuivering noodzakelijk op de nieuwe kolencentrales en stijgen de emissies van luchtpolluenten niet. De emissies van NO_x en SO₂ dienen zelfs te dalen ten opzichte van 2008 om te voldoen aan de geldende Milieubeleidsvereenkomst. De emissies van fijn stof zullen stijgen volgens de berekeningen.

Figuur 29: Luchtemissies van verzurende stoffen, ozon precursoren en fijn stof door de elektriciteitsproductie in het REF, EUR en VISI scenario (Vlaanderen, 2006-2030)



Bron: 'Milieuverkenning 2030 (VMM, 2009)' (Lodewijks et al., 2009)

Tussen 2020 en 2030 stijgt de schadekost van de superkritische kolencentrales meer dan 850% (van 468 naar 4005 M€). In 2020 vertegenwoordigen STEG centrales de grootste schadekost. Het aardgasgebruik in 2020 bedraagt in het referentiescenario 117 PJ, het kolengebruik bedraagt ook 117 PJ, maar is uitgesplitst over oude centrales en nieuwe superkritische kolencentrales. De

elektriciteitsproductie van de STEGs bedraagt ruim 70 PJ, die van de steenkoolcentrales (oud + nieuw) bedraagt 55 PJ omdat het rendement lager is. De schadeprijs per MWh elektriciteitsproductie is voor de kolencentrales zo'n factor 2 hoger dan voor een STEG. De som van de schadeprijzen van deze twee types kolencentrales geeft dan ook een totale schadeprijs die met 867 M€ hoger ligt dan de schadeprijs van de STEGs (508 M€).

In het **europa(bis)scenario** bedraagt de totale schadeprijs in 2020 1392 M€ en in 2030 1409 M€. De inzet van STEG's in 2020 is lager (76 PJ aardgasverbruik) dan in het REF scenario ten voordele van voornamelijk windenergie en WKK. Het steenkoolverbruik bedraagt 102 PJ, wat maakt dat de kolencentrales de grootste bijdrage in de schadeprijs hebben. De sterke toename in schadeprijs tussen 2020 en 2030 die we in het REF-scenario zagen, vinden we niet terug in het EURbis-scenario. Nochtans wordt ook hier de sluiting van de nucleaire centrales grotendeels opgevangen door investeringen in nieuwe superkritische kolencentrales. In het EURbis en VISbis scenario kan het MKM Klimaat echter opteren om CCS in te zetten vanaf het jaar 2022. In figuur 28 geven we superkritische kolencentrales met CCS als een aparte technologie weer. De inzet van steenkool ligt in 2030 slechts 8% lager dan in het REF-scenario, maar de schadeprijs is meer dan 75% lager en bedraagt 943 M€. De hogere inzet van wind, zon en WKK vertaalt zich in hogere schadeprijzen dan in het REF-scenario.

In het **visionair(bis)scenario** bedraagt de totale schadeprijs in 2020 1131 M€ en in 2030 daalt dit tot 686 M€. Dit is bijgevolg het enige scenario waar de schadeprijs daalt tussen 2020 en 2030. De verklaring ligt niet bij een lagere totale elektriciteitsproductie in Vlaanderen, deze is zelfs hoger dan in de andere twee scenario's. De daling is te wijten aan de sterk lagere inzet van superkritische kolencentrales (121 PJ kolenvoerbruik) in 2030 ten voordele van wind offshore. De schadeprijzen van windenergie liggen aanzienlijk lager dan deze van kolencentrales, zelfs ondanks het gebruik CCS.

Samenvattend bespreken we de voornaamste redenen van het verschil in schadeprijs tussen 2008 en de drie scenario's in 2030

- Wijziging van productietechnologie: nucleaire elektriciteitsproductie is stopgezet in 2030 en voor de basislast voornamelijk vervangen door superkritische kolencentrales, in het REF scenario zonder CCS, in EURbis en VISbis met CCS. De schadeprijs van deze kolencentrales ligt zo'n 19 keer (zonder CCS) of 5 keer hoger dan de schadeprijs van nucleaire productie in 2030.
- Wijziging kengetallen schadeprijzen productietechnologieën: Ook de schadeprijzen voor de productietechnologieën nemen tussen 2008 en 2030 gemiddeld toe met een factor 3. De toename per technologie verschilt echter sterk en varieert van een factor 0,5 voor PV tot 4,5 voor STEGs en WKK op biomassa (houtchips). Zo stijgt de schadeprijs van de inzet van STEGs van 89 naar 330 M€ tussen 2008 en 2030 terwijl de elektriciteitsproductie ongeveer gelijk blijft.
- Wijziging in totale hoeveelheid elektriciteitsproductie: de totale Vlaamse netto elektriciteitsproductie stijgt van 176 PJ in 2008 tot 230,5 PJ (REF) – 232 PJ (EURbis) – 246 PJ (VISbis) in 2030. Deze stijging brengt ook een stijging van schadeprijzen met zich mee, gelinkt aan de vorige twee redenen.

Er valt wel nog op te merken dat enkel onder het REF-scenario het gebruik in de periode 2008-2030 evenredig toeneemt met de productiestijging. Onder EURbis en VISbis echter ligt tegen 2030 het stroomgebruik in Vlaanderen respectievelijk ruim 7% en 21% lager dan de netto stroomproductie in Vlaanderen.

5.3. Onzekerheid schadekosten en niet gekwantificeerde effecten.

De onzekerheid op alle basisgetallen draagt sterk bij tot de onzekerheid op de totale schadekosten. Dit gebeurt via twee ketens in de berekeningen en er is een fundamenteel verschil in het doorgeven van onzekerheid van beiden.

1. Bij het samenstellen van de schadekost van één bepaalde categorie
2. Bij het optellen van de verschillende categorieën schadekosten

In de eerste keten wordt voornamelijk een **product** gemaakt van verschillende factoren zoals:

- de productie van elektriciteit door een bepaalde referentietechnologie
- emissiecoëfficiënt voor verschillende polluenten,
- kengetallen schadekosten per eenheid emissie, productie, ...

Onderstaand fictief voorbeeld maakt duidelijk dat niet altijd de onzekerheid van alle factoren van groot belang is in het eindresultaat. Zo is de onzekerheid van factor A veel belangrijker in het eindresultaat *want de verhouding standaardafwijking/gemiddelde is het grootst*. De standaardafwijking van het product wordt berekend in volgende formule:

$$\text{Standaardafwijking product } A \times B = 10\,000 \times \sqrt{(5^2 + 200^2)}$$

	Gemiddelde	Standaard afwijking	Verhouding
A	10	5	0,5
B	1 000	200	0,2
Product AxB	10 000	5385	0,54

In de tweede keten, die het totaal maakt van de schadekosten, wordt de **som** gemaakt van gezondheidsimpact, ongevallen, broeikasgassen, enz.. Onderstaand voorbeeld maakt duidelijk dat de onzekerheid van deze termen niet altijd van groot belang is in het eindresultaat. Zo is de onzekerheid van term B veel belangrijker in het eindresultaat *want de standaardafwijking is het grootste bij term B*. De standaardafwijking van de som wordt berekend in volgende formule:

$$\text{Standaardafwijking som } A + B = \sqrt{(5^2 + 200^2)}$$

	Gemiddelde	Standaard afwijking
A	10	5
B	1 000	200
Som A+B	1 010	200,06

We bekijken de onzekerheid eerst voor de belangrijkste 'effectcategorieën' apart en dan voor de som van alle categorieën.

Onzekerheid op schadekost effectcategorieën

Figuren 15, 16 en 17 geven het belang aan van de verschillende effectcategorieën voor de referentietechnologieën in de jaren 2010, 2020 en 2030. Hieruit komt duidelijk naar voren dat telkens de schadekosten voor gezondheid en broeikasgassen het sterkst doorwegen. Schadekosten voor milieu & omgeving staan op de derde plaats. Schadekosten voor 'ernstige ongevallen' zijn voor alle referentietechnologieën zeer klein. We focussen hier dus eerst op 'gezondheid' en 'broeikasgassen'.

Gezondheid

De gezondheidseffecten worden berekend op basis van emissies naar de lucht voor NH₃, NMVOC, NO_x, PM en SO₂, en in mindere mate van belang op basis van lucht-, water- en grondvervuiling door zware metalen (Cd, As, Ni, Pb, Hg, Cr), formaldehyde en dioxines. Deze emissies komen vrij in de verschillende fasen van de levenscyclus van de referentietechnologieën.

Gezondheidseffecten en dus ook schadekosten treden voornamelijk op bij:

- werking en brandstoftransport voor die referentietechnologieën op fossiele of hernieuwbare brandstoffen (biomassa). Werking en brandstoftransport zijn voor al deze referentietechnologieën verantwoordelijk voor meer dan 95% van de totale gezondheidsschadekost.
- constructie voor de hernieuwbare referentietechnologieën wind en zon

Figuur 28 toont aan dat de schadekosten van de fossiele referentietechnologieën het grootst zijn in de drie MIRA scenario's. We focussen daarom op de werking en het brandstoftransport. Tijdens de werking van een referentietechnologie bestaat de berekening van de schadekost van het gezondheidseffect uit het product van volgende factoren:

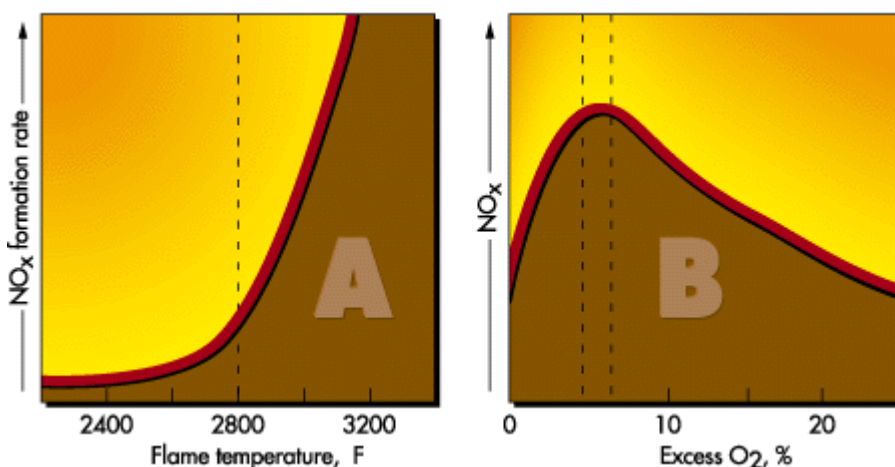
- Elektriciteitsproductie van deze technologie: afhankelijk van het rendement van de technologie
- Emissiefactor per pollutant per eenheid elektriciteitsproductie
- Schadekost per eenheid pollutant

De standaardafwijking voor deze drie factoren is sterk verschillend.

We kunnen afleiden dat de **afwijking op het rendement** van een specifiek technologie niet erg groot is. Het rendement is afhankelijk van een aantal technische eigenschappen van de technologie en bijgevolg niet onderhevig aan grote onzekerheid. Zo kan het elektrisch rendement van een oude kolencentrale niet plots opgetrokken worden van 37 naar 45%. Rendementen van 45% kunnen maar gehaald worden in superkritische kolencentrales, maar dan spreken we over een andere referentietechnologie.

Voor de **standaardafwijking van de emissiefactor** per pollutant maken we onderscheid tussen enkele pollutanten. De afwijking op de emissies van SO₂ is erg klein, want is volkomen te wijten aan het zwavelgehalte in de brandstof die gebruikt wordt. De afwijking voor de andere luchtpolluenten NMVOC, NO_x en PM is afhankelijk van de verbrandingsomstandigheden en kan gekoppeld zijn aan het rendement van de technologie. Indien een technologie suboptimaal wordt ingezet met een tekort aan luchttoevoer, verlaagt het rendement en verlagen de NO_x emissies aangezien deze samenhangen met de verbrandingstemperatuur (vorming van thermische NO_x). De emissies van NMVOC en PM zullen echter stijgen. Indien gewerkt wordt met een overmaat aan lucht, daalt het rendement ook, dalen de NO_x emissies omwille van het koelende effect van de luchttoevoer en dalen de emissies van NMVOC en PM. Elektriciteitscentrales opereren binnen nauwe grenzen rond het optimum en worden continu bemeten, waaruit we kunnen besluiten dat de onzekerheid op de emissies beperkt is.

Figuur 30: Relatie NO_x vorming en vlamtemperatuur/luchttoevoer.



Bron: http://www.alentecinc.com/papers/NOx/The%20formation%20of%20NOx_files/The%20formation%20of%20NOx.htm

De **standaardafwijking op de schadekost** per eenheid pollutant is aanzienlijk groter dan de vorige twee factoren van het product. In het NEEDS project (Spadaro & Rabl, 2007) werd onderzocht dat de standaardafwijking op de schadekost van luchtpolluenten (NO_x, SO₂ en PM) een factor ±3 is

binnen een betrouwbaarheidsinterval van 68%. Dit betekent dat men voor 68% zeker is dat de schadekost van bijvoorbeeld SO₂ voor lage schouwen in 2010 tussen 3,4 en 30,3 k€₂₀₀₉/ton bedraagt, met een centrale schatting van 10,1. Aangezien deze luchtpolluenten bijna 100% van de totale schadekost voor gezondheid voor hun rekening nemen kunnen we besluiten dat de onzekerheid hierop van doorslaggevend belang is.

Broeikasgassen

Voor de broeikasgassen geldt eenzelfde besluit als voor 'gezondheid'. Broeikasgassen en dus ook schadekosten treden voornamelijk op bij werking en brandstoftransport voor die referentietechnologieën op fossiele of hernieuwbare brandstoffen (biomassa). Werking en brandstoftransport zijn voor al deze referentietechnologieën verantwoordelijk voor meer dan 95% van de totale broeikasgas-schadekost.

Volgens het NEEDS project (Spadaro & Rabl, 2007) is de onzekerheid op de schadekost van broeikasgassen nog groter dan die van luchtpolluenten en kan tot een factor ±5 bedragen binnen een betrouwbaarheidsinterval van 68%. Dit betekent dat men voor 68% zeker is dat de schadekost van CO₂ tussen 4 en 100 €₂₀₀₉/ton bedraagt in 2010, met een centrale schatting van 20.

Sommatie binnen eenzelfde effectcategorie

Vooraleer we de onzekerheid bespreken van de sommatie van de schadekosten van de effectcategorieën, staan we nog even stil bij de afzonderlijke effectcategorieën. Binnen het effect 'gezondheid', maar ook binnen 'broeikasgassen' komt er immers ook al een sommatie van schadekosten voor. Voor gezondheid is dit een sommatie van de schadekosten van de verschillende lucht-, water- en grond-polluenten. Binnen deze luchtpolluenten is de impact van PM_{2,5}, SO₂ en NO_x het grootst. Enerzijds omwille van de omvang van de emissies, deze drie polluenten komen in grote hoeveelheid vrij bij verbrandingsprocessen (PM_{2,5}, SO₂ voornamelijk bij vloeibare en vaste brandstoffen), en anderzijds omwille van de hoge schadekost. Deze vaststelling doet geen afbreuk aan het belang van de onzekerheid op de kengetallen.

Onzekerheid op sommatie van schadekost effectcategorieën

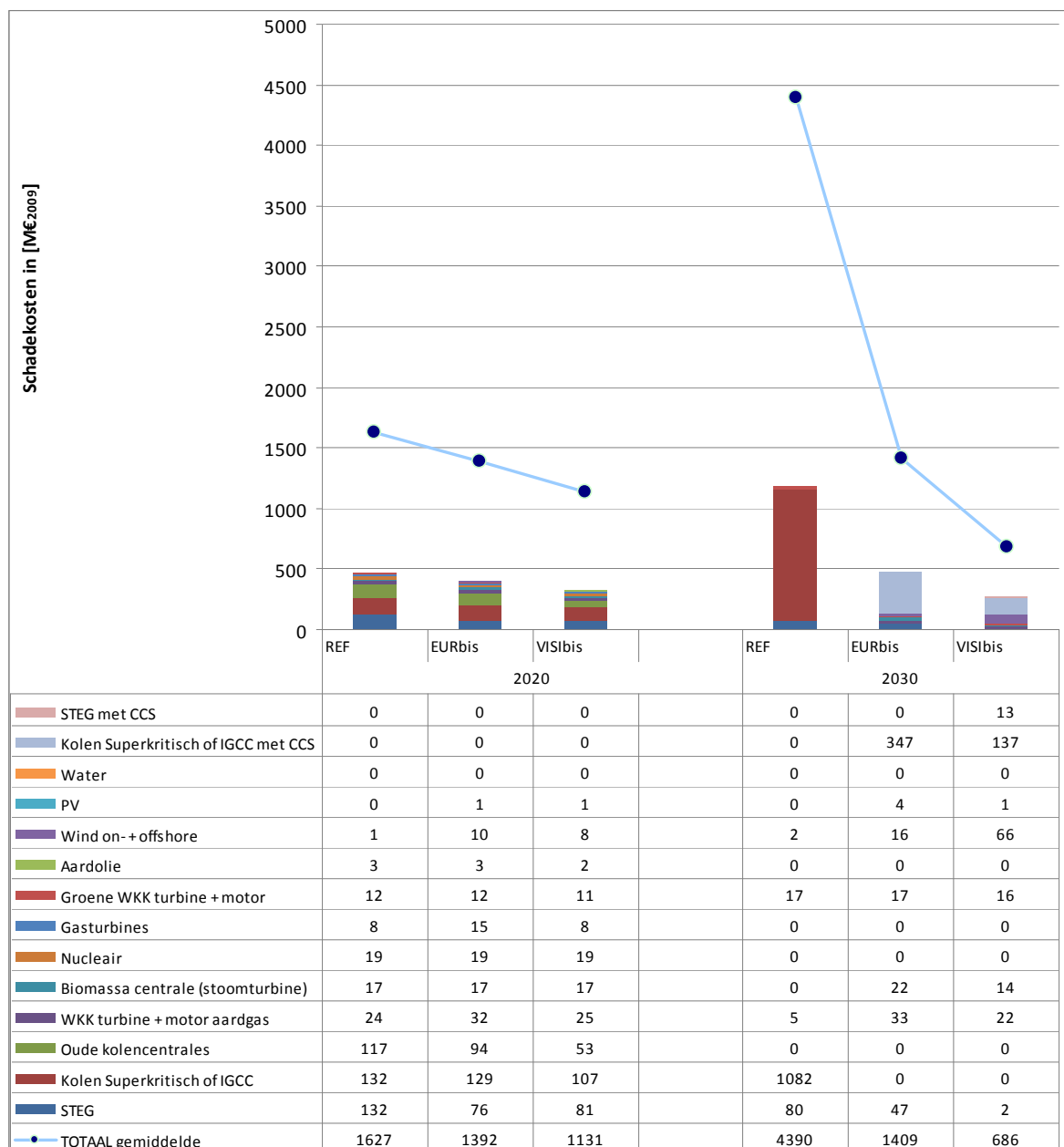
De totale schadekost per referentietechnologie bestaat uit de som van:

- Gezondheid
- Milieu en omgeving
- Radionuclides:
- Broeikasgassen
- Ernstige ongevallen

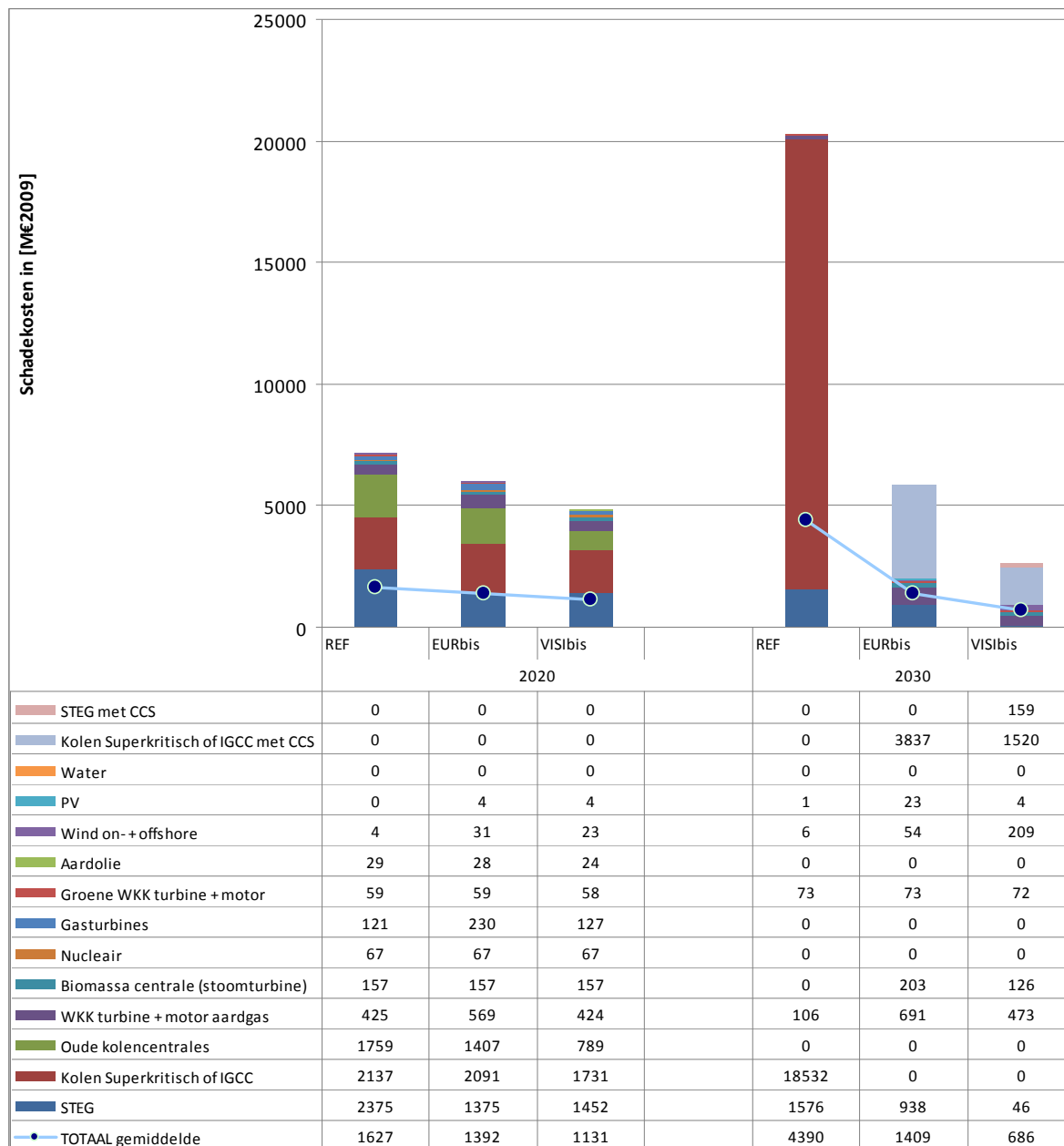
Zoals al aangegeven wegen de schadekosten van 'gezondheid' en 'broeikasgassen' het sterkst door in de totale som. Daarnaast hebben we aangegeven dat de standaardafwijking op de schadekost van luchtpolluenten een factor ±3 kan bedragen, deze voor broeikasgassen een factor ±5.

Als we aan de hand van deze standaardafwijking figuur 28 opnieuw opstellen, bekomen we volgend resultaat (figuur 31 en figuur 32).

Figuur 31: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€₂₀₀₉ in 2020 en 2030 waarbij voor de standaardafwijking op de schadekost van luchtpolluenten met een factor -3 en voor BKG met een factor -5 werd gerekend (ondergrens) t.o.v. de centrale schatting. De punten verbonden met de blauwe lijn geven de totale schadekosten weer indien met de centrale schatting werd gerekend cf. figuur 28.



Figuur 32: Schadekosten voor het REF, EURbis en VISIbis scenario in M€₂₀₀₉ in 2020 en 2030 waarbij voor de standaardafwijking op de schadekost van luchtpolluenten met een factor +3 en voor BKG met een factor +5 werd gerekend (bovengrens) t.o.v. de centrale schatting. De punten verbonden met lijn geven de totale schadekosten weer indien met de centrale schatting werd gerekend cf. figuur 28.



Uit deze figuren kunnen we aflezen dat de onzekerheid op de berekende schadekost zeer groot is. Volgende tabel 30 vat dit samen.

Tabel 30: Overzicht van de totale gemiddelde schadekosten voor de 3 scenario's in 2020 en 2030. Resultaten voor de 3 scenario's in 2020 en 2030 waarbij met een standaardafwijking van factor ± 3 op de schadekost van luchtpolluenten en met een factor ± 5 voor BKG werd gerekend t.o.v. het gemiddelde.

[M€] ₂₀₀₉	2020			2030		
	REF	EURbis	VISlbis	REF	EURbis	VISlbis
Gemiddelde	1605	1392	1131	4390	1409	686
Toename schadekosten (met factor relatief t.o.v. productie in 2008 =457 M€)	3,5	3	2,5	10	3	1,5
St.dev factor -3 / factor -5	465	408	331	1185	486	272
St.dev factor +3 / factor +5	7133	6018	4856	20294	5819	2610
Range na afronding	450-7000	400-6000	300-5000	1000-20000	500-6000	250-3000
Range na afronding	450-7000	300-6000		1000-20000	250-6000	
Verdisconteerd naar 2010 (4%)	300-5000	200-4000		500-9000	100-2500	

Het referentiescenario heeft in 2030 zeer hoge schadekosten. In de sensitiviteitsanalyse is dit door het toepassen van de bovenlimiet voor zowel gezondheidseffecten als broeikasgassen. De schadekost van CO₂ is in dit scenario 500 €/ton waardoor grote uitstoot van CO₂ bij zulke hoge kost in de literatuur wordt gezien als een onevenwichtssituatie. Het scenario VISlbis heeft een lagere range voor de schadekosten dan het scenario EURbis, vooral in 2030. Indien beide scenario's EURbis en VISlbis worden gegroepeerd, dan liggen de schattingen van de schadekosten voor 2020 en 2030 in dezelfde grootte-orde met een range van [250 – 6000 M€₂₀₀₉]. Indien deze kost naar 2010 wordt verdisconteerd met 4% komt dit overeen met [200 – 4000 M€₂₀₀₉] en [100 – 2500 M€₂₀₀₉] respectievelijk voor 2020 en 2030.

5.4. Conclusie

Voor de totale productie van elektriciteit stellen we vast dat de schadekosten na een tijdelijke daling opnieuw sterk zullen stijgen tot 2020 en 2030.

Voor sommige technologieën zijn de schadekosten van dezelfde grootte-orde als de private kosten.

De schadekosten stijgen op technologieniveau omdat de kengetallen (de schadekosten van een eenheid emissie) sterker stijgen dan dat de emissies dalen. Voor de inschatting van de totale schadekosten spelen ook de stijgende elektriciteitsvraag en de technologiekeuze een rol. De schadekosten bedroegen in 2008 ongeveer 500 M€₂₀₀₉. In vergelijking met 2008 nemen de schadekosten van respectievelijk VISlbis en EURbis in 2020 toe met een factor 2,5 tot 3 en in 2030 met een factor 1,5 tot 3. Het scenario VISlbis, met een grote hoeveelheid CCS en hernieuwbare energie, volstaat m.a.w. niet om de schadekosten van stroomproductie verder terug te dringen tot onder het niveau van 2008.

In de toekomstige stroomvoorziening zal de belangrijkste component van de schadekosten de uitstoot van CO₂ zijn, en dus zal die CO₂-uitstoot meer en meer de technologiekeuze gaan bepalen: indien in de toekomst via beleidsmaatregelen een groter deel van de schadekosten geïnternaliseerd wordt, zal de elektriciteitsprijs stijgen en zullen op termijn ook verschuivingen optreden naar de technologieën met lagere sociale kosten.

Literatuurlijst

Bauer C. (2008). NEEDS Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of advanced fossil power generation systems, PSI.

Burgherr P., Hirschberg S. (PSI), Cazzoli E. (Cazzoli Consulting). *Final report on quantification of risk indicators for sustainability assessment of future electricity supply options*, NEEDS report, 2004.

Carrera D., Mack A., *Quantification of social indicators for the assessment of energy system related effects*, University of Stuttgart, 2008.

CREG (2010). *Studie over de kostenstructuur van de elektriciteitsproductie door kerncentrales in België*, CREG., <http://www.creg.info/pdf/Studies/F968NL.pdf>

De Nocker L., Michiels H., Deutsch F., Lefebvre W., Buekers J. & Torfs R. (2010). *MIRA: Actualisering van de Externe Milieuschadekosten (Algemeen voor Vlaanderen) met betrekking tot Luchtverontreiniging en Klimaatverandering*.

Desaigues B., Ami D., Hutchinson M., Rabl A., Chilton S.M.H., Hunt A., Ortiz R., Navrud S., Kaderjak P., Szántó R., Nielsen J.S., Jeanrenaud C., Pelligrini S., Kohlová M.B., Scasny M., Máca V., Urban J., Stoekel M.-E., Bartczak A., Markiewicz O., Riera P. & Farreras V. (2006). *NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. Final Report on the Monetary Valuation of Mortality Risks from Air Pollution. Delivery n°6.7 - RS 1b*.

DLR (2009). *NEEDS External costs from emerging electricity generation technologies*, DLR.

EEA (2008), *EN35 External costs of electricity production*
http://themes.eea.europa.eu/Sectors_and_activities/energy/indicators/EN35%2C2008.11
http://themes.eea.europa.eu/Sectors_and_activities/energy/indicators/EN35%2C2008.11/EN35_External_costs_of_electricity_production.pdf

EEA (2008), *EN32 Energy taxes*
<http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/en32-energy-taxes-1>

European Commission (1995). *ExternE - Externalities of Energy, Vol. 2: Methodology (EUR 16521)*, uitgegeven door Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities.

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

FEEM (FEEM). *NEEDS*, geraadpleegd op 1/1/2011.
<http://www.needs-project.org/2009/>

IEA (2006), *Executive summary of price interaction paper*.
http://www.iea.org/textbase/npsum/price_interaction07sum.pdf

IER G.E.F.S.d.P.I.F.o.B.U.K.B. (2004). *NEWEXT New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies*, IER, in opdracht van European Commission, DG Research, Technological Development and Demonstration (RTD).

IPCC (1996). *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*.
<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.html>

Laes E, Chayapathi L, Meskens G, Eggermont G. *Kernenergie (on)besproken*. Acco, 2007.

Lodewijks P., Brouwers J., Van Hooste H. & Meynaerts E. (2009). *MIRA-S 2009 Wetenschappelijk Rapport - Energie- en klimaatscenario's voor de sectoren Energie en Industrie*, VITO and MIRA.

Máca V. & Scasny M. (2009). *NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. A Review of Monetary Values for Health End-Points, Transferability of These Values and the Effect of Adjusted Values on the External Costs. Technical Paper n° 4.2a - RS 1d*.

Markandya A., Bigano A., Porchia R. & Nijs W. (2010). *The social cost of electricity*, FEEM, ISBN 978 1 84844 350 1, 308 pp, uitgegeven door Edward Elgar Publishing Limited, Cheltenham UK.

Nijs W. and Van Regemorter D. (2007) Post Kyoto options for Belgium – MARKAL/TIMES, 2012-2050, VITO/KUL – Centre for Economic Studies, KULeuven working paper. <http://econpapers.repec.org/paper/eteetewps/ete0706.htm>

Ochelen S. & Putzeijs B. (2007). *Milieubeleidskosten, Begrippen en berekeningsmethoden*, LNE, Afdeling Milieu-, Natuur- en Energiebeleid.

Pearce D. (2000). *Valuing risks to life and health; Towards Consistent Transfer Estimates in the European Union and Accession States*.

Preiss P. (2008). *Report on the procedure and data to generate averaged/aggregated data, NEEDS, Rs3a, WP1, D3.1*, IER - Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung.

Preiss P. & Klotz V. (2007). *NEEDS - New Energy Externalities Developments for Sustainability. Description of Updated and Extended Draft Tools for the Detailed Site-Dependent Assessment of External Costs. Technical Paper n° 7.4 - RS 1b*.

Sevenster, Maartje N., de Jong F., Davidson M.D. & Croezen H.J. (2008). *Externe kosten van kernenergie - Hoe zwaar wegen de calamiteiten?*, CE Delft.

Sijm J., Neuhoff K., Chen Y. (2006), *CO2 cost pass through and windfall profits in the power sector*, CWPE 0639 and EPRG 0617.

Spadaro J.V. & Rabl A. (2007). *Report on the methodology for the consideration of uncertainties*, ARMINES/Ecole des Mines, in opdracht van NEEDS project, FP6, Rs1b_D7.2. http://www.needs-project.org/RS1b/NEEDS_Rs1b_TP7.4.pdf

Torfs R., De Nocker L., Schrooten L., Aernouts K. & Liekens I. (2005). *Internalisering van externe kosten voor de productie en de verdeling van elektriciteit in Vlaanderen*, VITO, in opdracht van Vlaamse Milieumaatschappij, MIRA. http://www.milieurapport.be/upload/main/miradata/MIRA-T/03_gevolgen/03_03/econ_O&O_06.pdf

Valsecchi C., ten Brink P., Bassi S., Withana S., Lewis M., Best A., Oosterhuis F., Dias Soares C., Rogers-Ganter H., Kaphengst T. (2009), *Environmentally Harmful Subsidies: Identification and Assessment*, Final report for the European Commission's DG Environment, November 2009. <http://ec.europa.eu/environment/enveco/taxation/pdf/EHS%20Executive%20Summary.pdf>

VMM (2009) Milieuverkenning 2030. Van Steertegem M. (eindred.). Milieurapport Vlaanderen, VMM, Aalst. Nederlandse versie op : <http://www.milieurapport.be/nl/publicaties/milieuverkenning-2030/> English version: [http://www.milieurapport.be/Upload/main/MIRA_2009_english\[1\].pdf](http://www.milieurapport.be/Upload/main/MIRA_2009_english[1].pdf)

Bijlage A: Schadekosten

Tabel 31: Inschatting schadekosten in de periode 2000-2010 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus.

	T.Ext	Gezondheid	Milieu en omgeving	Radionuclides	Broeikasgassen	Ernstige ongevallen	Constructie	Brandstof	Werking	Ontmanteling
Nucleaire centrale	2,3	1,8	0,1	0,1856	0,1	0,0095	0,2	1,8	0,4	0,01
Olie centrale (zware olie)	23,9	7,9	1,1	0,0022	14,6	0,2172	0,2	2,9	20,7	0,03
Olie gasturbine (lichte olie)	19,8	1,8	0,4	0,0025	17,3	0,2172	0,0	3,6	16,1	0,00
Klassieke kolencentrale	20,7	3,5	1,0	0,0015	16,1	0,0950	0,2	2,7	17,8	0,03
Kolen Superkritisch of IGCC	20,7	3,3	0,9	0,0014	16,4	0,0950	0,2	2,6	17,8	0,04
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	nvt									
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	18,2	3,8	1,1	0,0017	13,2	0,0760	0,4	2,6	15,2	0,04
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	22,1	4,8	1,4	0,0021	15,8	0,0920	0,5	3,3	18,3	0,04
Biomassa centrale (stoomturbine)	11,9	8,3	2,7	0,0036	0,9	0,0000	1,9	3,6	6,3	0,08
STEG	9,6	1,3	0,4	0,0002	7,9	0,0193	0,1	2,3	7,2	0,00
STEG met CCS	nvt									
Gasturbine	14,9	1,5	0,9	0,0003	12,4	0,0193	0,0	3,7	11,1	0,00
Waterkracht 10MW	3,2	2,8	0,1	0,0002	0,3	0,0000	0,8	0,0	0,5	1,89
Wind, on-shore	1,5	1,3	0,1	0,0006	0,2	0,0012	1,2	0,0	0,1	0,21
Wind, off-shore	1,8	1,6	0,1	0,0005	0,2	0,0012	1,7	0,0	0,1	0,01
PV, dak	8,4	6,6	0,3	0,0029	1,5	0,0003	4,6	0,0	3,6	0,14
PV, open ruimte	19,8	16,4	0,6	0,0036	2,9	0,0003	16,0	0,0	3,6	0,14
WKK- motor aardgas	14,6	1,6	0,9	0,0002	12,2	0,0193	0,1	3,7	10,9	0,00
WKK-turbine aardgas	9,2	1,3	0,5	0,0002	7,3	0,0193	0,1	2,3	6,7	0,00
WKK aardgas met CCS	nvt									
WKK biomassa (stro)	28,9	22,5	5,5	0,0038	0,8	0,0000	0,7	23,3	4,8	0,05
WKK Biomassa (woodchips)	5,4	2,7	2,1	0,0036	0,7	0,0000	0,7	1,3	3,4	0,05

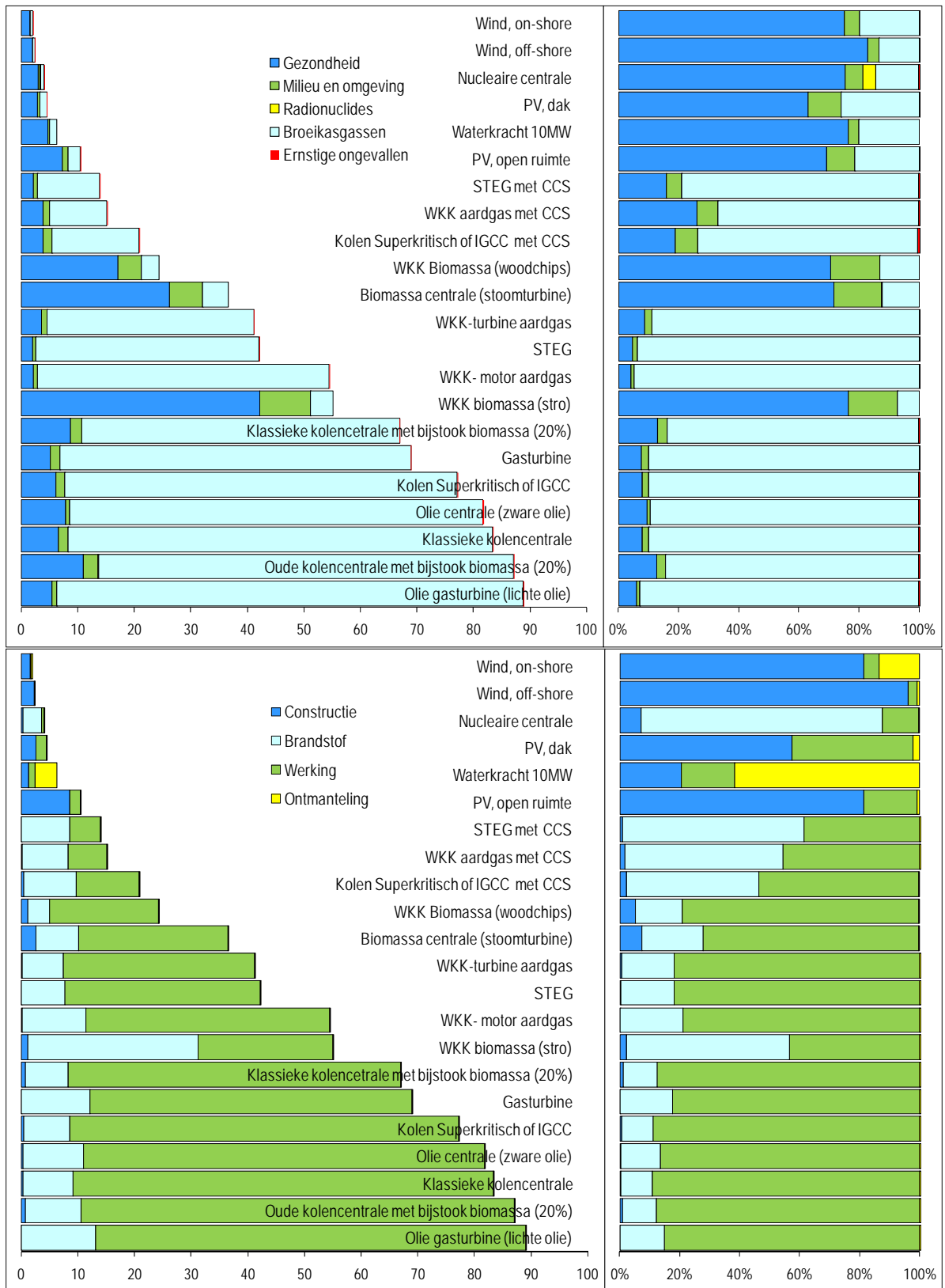
Tabel 32: Inschatting schadekosten in 2020 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus.

	T.Ext	Gezondheid	Milieu en omgeving	Radionuclides	Broeikasgassen	Ernstige ongevallen	Constructie	Brandstof	Werking	Ontmanteling
Nucleaire centrale	3,3	2,6	0,2	0,1856	0,3	0,0095	0,2	2,6	0,4	0,02
Olie centrale (zware olie)	59,9	14,3	1,6	0,0022	43,8	0,2172	0,3	6,9	52,7	0,04
Olie gasturbine (lichte olie)	57,3	4,5	0,7	0,0025	51,9	0,2172	0,1	8,5	48,7	0,00
Klassieke kolencentrale	55,6	5,6	1,4	0,0015	48,4	0,0950	0,3	5,8	49,5	0,04
Kolen Superkritisch of IGCC	55,7	5,2	1,3	0,0014	49,1	0,0950	0,3	5,4	49,9	0,05
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	14,0	3,4	1,3	0,0016	9,2	0,0950	0,4	6,1	7,5	0,06
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	48,6	7,3	1,6	0,0017	39,6	ng	0,6	5,1	42,9	0,06
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	58,8	9,2	2,1	0,0021	47,4	ng	0,6	6,5	51,5	0,05
Biomassa centrale (stoomturbine)	28,5	21,6	4,2	0,0036	2,7	ng	2,2	5,3	20,9	0,10
STEG	26,0	1,8	0,5	0,0002	23,7	0,0193	0,1	5,0	21,0	0,00
STEG met CCS	9,2	2,0	0,6	0,0003	6,6	0,0193	0,1	5,5	3,6	0,00
Gasturbine	43,1	4,5	1,4	0,0003	37,2	0,0193	0,1	7,9	35,1	0,00
Waterkracht 10MW	4,9	4,0	0,2	0,0002	0,8	0,0000	1,0	0,0	0,8	3,07
Wind, on-shore	1,6	1,3	0,1	0,0006	0,2	0,0012	1,3	0,0	0,1	0,23
Wind, off-shore	2,0	1,7	0,1	0,0005	0,2	0,0012	1,9	0,0	0,1	0,01
PV, dak	3,5	2,4	0,4	0,0029	0,7	0,0003	2,0	0,0	1,4	0,08
PV, open ruimte	8,2	6,1	0,8	0,0036	1,4	0,0003	6,7	0,0	1,4	0,08
WKK- motor aardgas	33,5	2,0	0,5	0,0002	31,0	0,0193	0,1	7,2	26,2	0,00
WKK-turbine aardgas	25,9	3,1	0,8	0,0002	22,0	0,0193	0,2	4,8	20,9	0,00
WKK aardgas met CCS	10,4	3,4	0,9	0,0002	6,1	0,0193	0,2	5,3	4,9	0,00
WKK biomassa (stro)	45,0	35,1	7,5	0,0038	2,4	0,0000	1,0	24,7	19,2	0,07
WKK Biomassa (woodchips)	19,4	14,2	3,3	0,0036	1,9	0,0000	1,0	2,9	15,4	0,07

Tabel 33: Inschatting schadekosten in 2030 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus.

	T.Ext	Gezondheid	Milieu en omgeving	Radionuclides	Broeikasgassen	Ernstige ongevallen	Constructie	Brandstof	Werking	Ontmanteling
Nucleaire centrale	4.1	3.1	0.2	0.1856	0.6	0.0095	0.3	0.5	0.0	3.29
Olie centrale (zware olie)	81.9	7.8	0.8	0.0022	73.1	0.2172	0.4	70.8	0.1	10.67
Olie gasturbine (lichte olie)	89.0	5.5	0.8	0.0025	82.5	0.2172	0.1	75.9	0.0	13.07
Klassieke kolencentrale	83.5	6.6	1.7	0.0015	75.1	0.0950	0.3	74.3	0.0	8.79
Kolen Superkritisch of IGCC	77.3	6.2	1.6	0.0014	69.4	0.0950	0.4	68.6	0.1	8.18
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	21.0	4.0	1.6	0.0016	15.4	0.0950	0.5	11.2	0.1	9.26
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	67.1	8.7	2.1	0.0017	56.2	0.0760	0.7	58.7	0.1	7.63
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	87.2	11.0	2.7	0.0021	73.5	0.0920	0.8	76.6	0.1	9.82
Biomassa centrale (stoomturbine)	36.6	26.2	5.8	0.0036	4.5	0.0000	2.7	26.3	0.1	7.55
STEG	42.2	2.0	0.7	0.0002	39.5	0.0193	0.1	34.5	0.0	7.58
STEG met CCS	14.0	2.2	0.7	0.0003	11.0	0.0193	0.1	5.4	0.0	8.43
Gasturbine	69.0	5.2	1.7	0.0003	62.0	0.0193	0.1	56.8	0.0	12.03
Waterkracht 10MW	6.3	4.8	0.2	0.0002	1.3	0.0000	1.3	1.1	3.9	0.00
Wind, on-shore	2.1	1.6	0.1	0.0006	0.4	0.0012	1.7	0.1	0.3	0.00
Wind, off-shore	2.4	2.0	0.1	0.0005	0.3	0.0012	2.3	0.1	0.0	0.00
PV, dak	4.6	2.9	0.5	0.0029	1.2	0.0003	2.6	1.9	0.1	0.00
PV, open ruimte	10.5	7.3	1.0	0.0036	2.3	0.0003	8.6	1.9	0.1	0.00
WKK- motor aardgas	54.5	2.2	0.6	0.0002	51.6	0.0193	0.1	43.0	0.0	11.36
WKK-turbine aardgas	41.2	3.6	1.0	0.0002	36.6	0.0193	0.2	33.8	0.0	7.23
WKK aardgas met CCS	15.2	4.0	1.1	0.0002	10.1	0.0193	0.3	6.9	0.0	8.01
WKK biomassa (stro)	55.2	42.2	9.0	0.0038	4.0	0.0000	1.3	23.8	0.1	30.05
WKK Biomassa (woodchips)	24.4	17.2	4.0	0.0036	3.2	0.0000	1.3	19.2	0.1	3.86

Bijlage B: Rangschikking van de technologieën in 2030 volgens schadekosten



Tabel 34: Inschatting schadekosten in 2030 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus, gerangschikt (voor de rest idem als in bijlage A)

	T.Ext	Gezondheid	Milieu en omgeving	Radionuclides	Broeikasgassen	Ernstige ongevallen	Constructie	Brandstof	Werking	Ontmanteling
Wind, on-shore	2.1	1.6	0.1	0.0006	0.4	0.0012	1.7	0.1	0.3	0.00
Wind, off-shore	2.4	2.0	0.1	0.0005	0.3	0.0012	2.3	0.1	0.0	0.00
Nucleaire centrale	4.1	3.1	0.2	0.1856	0.6	0.0095	0.3	0.5	0.0	3.29
PV, dak	4.6	2.9	0.5	0.0029	1.2	0.0003	2.6	1.9	0.1	0.00
Waterkracht 10MW	6.3	4.8	0.2	0.0002	1.3	0.0000	1.3	1.1	3.9	0.00
PV, open ruimte	10.5	7.3	1.0	0.0036	2.3	0.0003	8.6	1.9	0.1	0.00
STEG met CCS	14.0	2.2	0.7	0.0003	11.0	0.0193	0.1	5.4	0.0	8.43
WKK aardgas met CCS	15.2	4.0	1.1	0.0002	10.1	0.0193	0.3	6.9	0.0	8.01
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	21.0	4.0	1.6	0.0016	15.4	0.0950	0.5	11.2	0.1	9.26
WKK Biomassa (woodchips)	24.4	17.2	4.0	0.0036	3.2	0.0000	1.3	19.2	0.1	3.86
Biomassa centrale (stoomturbine)	36.6	26.2	5.8	0.0036	4.5	0.0000	2.7	26.3	0.1	7.55
WKK-turbine aardgas	41.2	3.6	1.0	0.0002	36.6	0.0193	0.2	33.8	0.0	7.23
STEG	42.2	2.0	0.7	0.0002	39.5	0.0193	0.1	34.5	0.0	7.58
WKK- motor aardgas	54.5	2.2	0.6	0.0002	51.6	0.0193	0.1	43.0	0.0	11.36
WKK biomassa (stro)	55.2	42.2	9.0	0.0038	4.0	0.0000	1.3	23.8	0.1	30.05
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	67.1	8.7	2.1	0.0017	56.2	0.0760	0.7	58.7	0.1	7.63
Gasturbine	69.0	5.2	1.7	0.0003	62.0	0.0193	0.1	56.8	0.0	12.03
Kolen Superkritisch of IGCC	77.3	6.2	1.6	0.0014	69.4	0.0950	0.4	68.6	0.1	8.18
Olie centrale (zware olie)	81.9	7.8	0.8	0.0022	73.1	0.2172	0.4	70.8	0.1	10.67
Klassieke kolencentrale	83.5	6.6	1.7	0.0015	75.1	0.0950	0.3	74.3	0.0	8.79
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	87.2	11.0	2.7	0.0021	73.5	0.0920	0.8	76.6	0.1	9.82
Olie gasturbine (lichte olie)	89.0	5.5	0.8	0.0025	82.5	0.2172	0.1	75.9	0.0	13.07

Bijlage C: Inschatting Externe Kosten in 2030

Tabel 35: Inschatting externe kosten in 2030 (€/MWh) zowel naar effect als naar fase in de levenscyclus.

	T.Ext	Gezondheid	Milieu en omgeving	Radionuclides	Broeikasgassen	Ernstige ongevallen	Constructie	Brandstof	Werking	Ontmanteling
Nucleaire centrale	2,4	1,9	0,1	0,1856	0,2	0,0048	0,2	1,9	0,4	0,02
Olie centrale (zware olie)	32,3	9,2	0,9	0,0022	21,9	0,1086	0,2	3,7	28,3	0,04
Olie gasturbine (lichte olie)	29,4	2,8	0,4	0,0025	26,0	0,1086	0,1	4,5	24,8	0,00
Klassieke kolencentrale	29,3	4,1	0,9	0,0015	24,2	0,0475	0,2	3,4	25,7	0,03
Kolen Superkritisch of IGCC	29,4	4,0	0,8	0,0014	24,5	0,0475	0,2	3,2	25,9	0,05
Kolen Superkritisch of IGCC met CCS	8,5	3,0	0,8	0,0016	4,6	0,0475	0,2	3,7	4,5	0,06
Klassieke kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	26,3	5,2	1,2	0,0017	19,8	0,0380	0,4	3,2	22,6	0,05
Oude kolencentrale met bijstook biomassa (20%)	31,7	6,5	1,5	0,0021	23,7	0,0460	0,5	4,1	27,2	0,05
Biomassa centrale (stoomturbine)	19,2	14,4	3,5	0,0036	1,4	0,0000	1,7	4,4	13,0	0,09
STEG	13,8	1,6	0,3	0,0002	11,8	0,0096	0,1	2,9	10,8	0,00
STEG met CCS	5,5	1,8	0,4	0,0003	3,3	0,0096	0,1	3,3	2,1	0,00
Gasturbine	22,7	3,3	0,9	0,0003	18,6	0,0096	0,1	4,7	18,0	0,00
Waterkracht 10MW	3,0	2,5	0,1	0,0002	0,4	0,0000	0,6	0,0	0,5	1,91
Wind, on-shore	1,4	1,2	0,1	0,0006	0,1	0,0006	1,1	0,0	0,1	0,24
Wind, off-shore	1,8	1,7	0,0	0,0005	0,1	0,0006	1,8	0,0	0,0	0,01
PV, dak	2,7	2,1	0,2	0,0029	0,4	0,0001	1,5	0,0	1,1	0,06
PV, open ruimte	6,7	5,5	0,5	0,0036	0,7	0,0001	5,5	0,0	1,1	0,06
WKK- motor aardgas	17,6	1,7	0,3	0,0002	15,5	0,0096	0,1	4,1	13,4	0,00
WKK-turbine aardgas	14,0	2,4	0,5	0,0002	11,0	0,0096	0,1	2,9	10,9	0,00
WKK aardgas met CCS	6,3	2,7	0,5	0,0002	3,0	0,0096	0,1	3,3	2,9	0,00
WKK biomassa (stro)	38,4	30,7	6,5	0,0038	1,2	0,0000	0,7	25,9	11,7	0,07
WKK Biomassa (woodchips)	12,0	9,0	2,0	0,0036	1,0	0,0000	0,7	1,9	9,4	0,07