

Naar een breder afwegings- en reguleringskader voor investerings in interconnectoren: de Maatschappelijke Kosten- Baten Analyse (MKBA)

Jos Sijm (ECN)

Adriaan van der Welle (ECN)

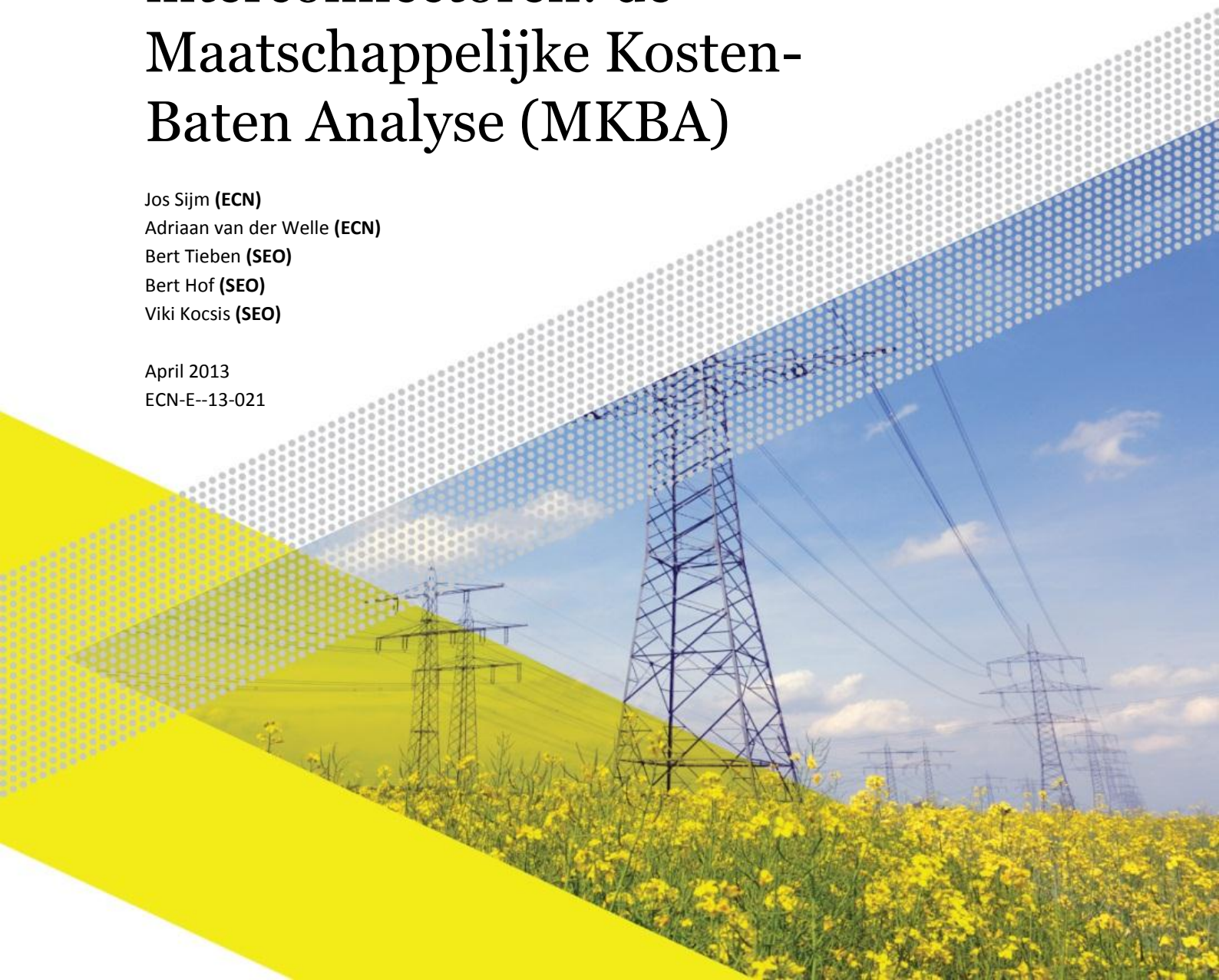
Bert Tieben (SEO)

Bert Hof (SEO)

Viki Kocsis (SEO)

April 2013

ECN-E--13-021



Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd door ECN en SEO Economisch Onderzoek in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken (EZ). Namens het Ministerie is deze studie begeleid door een stuurgroep bestaande uit de volgende leden: Hans Nikkels (EZ), Erik Sieders (EZ), Wieger Wiersema (EZ), Jan-Paul Dijckmans (TenneT) en Bas Postema (NMa). Wij danken de leden van de stuurgroep voor hun bijdrage aan het project en hun commentaar op eerdere versies van dit rapport. De verantwoordelijk voor de inhoud, conclusies en aanbevelingen van het rapport liggen echter noch bij het Ministerie noch bij de stuurgroep maar bij de twee uitvoerende instanties van de studie, ECN en SEO, in het bijzonder bij de auteurs van het rapport.

Abstract

Interconnectors that link national grids are important for further integration of the European electricity grid. Against this background, the main question of this study is as follows: What does a broadened assessment and regulatory framework for investments in interconnectors look like which secures optimal contribution of these investments to the social welfare of the involved countries? To answer this question, the broadened assessment framework is developed first, i.e. the Social Cost-Benefit Analysis (SCBA). Next, the implications for the regulatory framework are analysed with regard to the following three aspects: (i) cost allocation, (ii) network planning, and (iii) efficiency versus investment incentives. Finally, a case study is conducted of a ‘fictitious but realistic’ investment project in interconnection to illustrate how certain social effects from the developed SCBA framework can be practically and concretely established.

“Hoewel de informatie in dit rapport afkomstig is van betrouwbare bronnen en de nodige zorgvuldigheid is betracht bij de totstandkoming daarvan kan ECN geen aansprakelijkheid aanvaarden jegens de gebruiker voor fouten, onnauwkeurigheden en/of omissies, ongeacht de oorzaak daarvan, en voor schade als gevolg daarvan. Gebruik van de informatie in het rapport en beslissingen van de gebruiker gebaseerd daarop zijn voor rekening en risico van de gebruiker. In geen enkel geval zijn ECN, zijn bestuurders, directeuren en/of medewerkers aansprakelijk ten aanzien van indirecte, immateriële of gevolgschade met inbegrip van gederfde winst of inkomsten en verlies van contracten of orders.”

Inhoudsopgave

| | | |
|----------|--|------------|
| | Samenvatting | 5 |
| | Summary | 18 |
| 1 | Inleiding | 31 |
| 2 | Huidig afwegingskader: rolverdeling, beperkingen en recente EU ontwikkelingen | 34 |
| 2.1 | Huidig afwegingskader en rolverdeling | 34 |
| 2.2 | Beperkingen van het huidige afwegingskader | 36 |
| 2.3 | Recente EU ontwikkelingen ten aanzien van het afwegingskader | 37 |
| 3 | Naar een breder afwegingskader: de MKBA | 42 |
| 3.1 | Inleiding op de MKBA | 43 |
| 3.2 | Het MKBA-kader: alternatieven en scenario's | 46 |
| 3.3 | Het MKBA-kader: kosten en effecten | 49 |
| 3.4 | Het MKBA-kader: actoranalyse en gevoeligheidsanalyse | 72 |
| 3.5 | Het MKBA-kader: NCW en presentatie | 74 |
| 3.6 | Relaties tussen effecten en samenvattende tabel | 76 |
| 4 | Het reguleringskader: huidige praktijk en mogelijke aanpassingen | 81 |
| 4.1 | Inleiding | 81 |
| 4.2 | Kostenallocatie | 82 |
| 4.3 | Efficiency- en investeringsprikkel | 92 |
| 4.4 | Netwerk planning | 103 |
| 4.5 | Implicaties voor rolverdeling op EU, regionaal en nationaal niveau | 113 |
| 5 | Voorbeeldstudie | 115 |
| 5.1 | Inleiding | 115 |
| 5.2 | Basiseffecten | 116 |
| 5.3 | Additionele effecten | 124 |
| 5.4 | Evaluatie en samenvatting | 136 |

Bijlagen

| | | |
|----|---|-----|
| A. | Waardering van stroomonderbrekingen | 146 |
| B. | Waardering van vermeden CO ₂ -emissies | 149 |
| C. | Onderhandelingsmodellen | 151 |
| D. | Investeringskosten NorNed kabel | 154 |
| E. | Het COMPETES model | 156 |

Samenvatting

Achtergrond en centrale vraagstelling

Interconnectoren voor de verbinding tussen nationale netwerken zijn belangrijk voor de verdere integratie van het Europese elektriciteitsnetwerk. In het huidige afwegingskader worden investeringsbeslissingen ten aanzien van interconnectoren in Nederland genomen door de nationale netwerkbeheerder, TenneT, na goedkeuring door het Ministerie van Economische Zaken (EZ), gebaseerd op een advies van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa). Binnen dit kader baseert TenneT zijn investeringsbeslissingen in het bijzonder op de kosten en handelseffecten van de interconnector.

Een belangrijke beperking van dit kader is dat er relatief weinig aandacht wordt besteed aan andere overwegingen en (externe) effecten, zowel positief als negatief, zoals de effecten op meer marktintegratie en concurrentie, de voorzienings- en leveringszekerheid van elektriciteit, de inpassing van duurzame elektriciteit in het net, milieueffecten, de effecten op netwerkcongestie en op investeringen in nieuwe productiecapaciteit.

De vraag is nu hoe zowel het afwegingskader als het reguleringskader dusdanig kunnen worden vormgegeven dat de nationale netwerkbeheerder, TenneT, voldoende investeringen in interconnectie uitvoert die een netto positief effect hebben op de maatschappelijke welvaart. Een dergelijk afwegingskader dient aan te sluiten bij de systematiek die binnen de EU wordt ontwikkeld voor de beoordeling van investeringen in grensoverschrijdende infrastructuur.

Tegen deze achtergrond luidt de centrale vraagstelling van de onderhavige studie: *Hoe ziet een verbreed afwegings- en reguleringskader voor investeringen in interconnectoren eruit dat waarborgt dat deze investeringen optimaal zullen bijdragen aan de maatschappelijke welvaart in de betrokken landen?*

Naar een breder afwegingskader: de MKBA

Voor de besluitvorming is van belang dat investeringen met een positieve bijdrage aan de maatschappelijke welvaart gerealiseerd worden. Het MKBA-kader bevat de richtsnoeren voor het bepalen van de maatschappelijke kosten en baten van een

investering in interconnectie. Dit betreft alle effecten die aan de investering toegerekend kunnen worden, financieel en niet-financieel. Voor de niet-financiële effecten, zoals gevolgen voor het milieu, worden methoden gehanteerd om de effecten in euro's te waarderen zodat een vergelijking met andere effecten mogelijk is. De drie kernelementen van de MKBA zijn daarmee maatschappelijke welvaart, volledigheid en vergelijkbaarheid.

Elke MKBA doorloopt de volgende stappen:

- Het concretiseren van de te analyseren investeringen – het projectalternatief – en de situatie zonder de investering, het nulalternatief;
- Het opstellen van de lijst van alle mogelijke effecten van de investering;
- Kwantificering van de effecten en daarop volgend het waarderen van de effecten in geldbedragen (monetarisering);
- Het contant maken van bedragen die in de toekomst vallen en het bepalen van het saldo van kosten en baten;
- Het analyseren van de kosten en baten onder verschillende scenario's en een gevoeligheidsanalyse.

Naast de bepaling van het MKBA-saldo wordt ook gekeken naar de verdeling van de kosten en baten over de verschillende actoren betrokken bij de investering. Dit geeft informatie over de verdeling van het MKBA-saldo. Voor interconnectie is het van belang in ieder geval rekening te houden met de volgende actoren voor dit verdelingsvraagstuk: de aanbodkant van de elektriciteitsmarkt bestaande uit de producenten van elektriciteit en netbeheerders zoals TenneT, de afnemers van elektriciteit en de overige belanghebbenden zoals de overheid en burgers als consumenten van milieu en de kwaliteit van de leefomgeving. Voor de aanbodzijde is het producentensurplus ('winst') de relevante maatstaf, voor de afnemers is dat het consumentensurplus. Voor de overige partijen kunnen generieke vormen van welvaart een rol spelen, bijvoorbeeld veroorzaakt door externe effecten, die niet uitsluitend in producenten- of consumentensurplus neerslaan. Van groot belang voor de MKBA is dat dubbeltellingen voorkomen worden, en dat ook welvaartseffecten die niet via markten optreden worden meegenomen.

Het nulalternatief is de meest waarschijnlijke situatie op de elektriciteitsmarkt als de investering niet plaatsvindt. Het projectalternatief betreft de te analyseren investeringsbeslissing waarvoor informatie nodig is over kosten, fasering en capaciteit.

Voor de analyse zijn scenario's nodig over de 'toestand van de wereld' in de toekomst. Een dergelijk scenario omvat de variabelen die invloed hebben op de kosten en baten van de elektriciteitsvoorziening, maar die niet door het investeringsproject worden beïnvloed. Het scenario schetst dus de ontwikkeling van exogene factoren waarvoor veronderstellingen over de toekomst moeten worden gemaakt. Hiermee wordt onzekerheid over toekomstige ontwikkelingen zichtbaar gemaakt. Dit kan ook binnen het scenario gebeuren, door te werken met bandbreedtes voor de uitkomsten. De analyse werkt bij voorkeur met duidelijk van elkaar verschillende, maar realistische scenario's. Het ligt voor de hand een scenario te hanteren dat weinig gunstig is voor de uitkomsten en een scenario dat positiever uitpakt.

Investeringskosten en effecten op capaciteit

Alle kosten van de interconnectie vormen onderdeel van de MKBA. Dit zijn de kosten van de investering en alle andere noodzakelijke kosten. Dit zijn bijvoorbeeld de kosten van netwerkenaanpassingen elders in het net. Vermeden investeringen in productiecapaciteit als gevolg van de interconnectie zijn gedragsreacties die in de meeste elektriciteitsmodellen geen plaats hebben. Dit rapport adviseert deze gedragsreacties op basis van een expert opinion in te schatten.

De levensduur van de investering is van belang vanwege de vervangingsinvesteringen. Conform de nationale richtlijnen voor het uitvoeren van MKBA's worden de kosten en baten berekend over een periode van 100 jaar. In de praktijk betekent dit dat de kosten en effecten voor bepaalde zichtjaren bepaald worden en dat tussen de jaren geïnterpoleerd wordt.

De reikwijdte van de MKBA is in principe beperkt tot nationale effecten. Dit maakt de kosten- en batenverdeling van de interconnectie een belangrijke variabele. Alleen kosten die door Nederlandse partijen worden betaald tellen mee als maatschappelijke kosten.

Ook de belastingheffing speelt een rol. Kostenposten dienen inclusief BTW en andere kostprijsverhogende belastingen te worden gemeten.

Nationale congestie

Een interconnectie kan géén effect hebben op congestie of tot minder of meer congestie leiden. Een *toename* in de congestie als gevolg van de interconnectie vormt een bijzondere kostenpost, bij een *afname* in congestie ontstaat een bijzondere baat. Met een netwerkmodel kan het optreden van congestie in het nationale net als gevolg van interconnectie worden geanalyseerd. Dit gebeurt aan de hand van extreme planningssituaties zoals grootschalige productie door windenergie en extreme import- en exportsituaties om de betrouwbaarheid van het nationale net te testen. Het voordeel van een marktmodel is dat hiermee de economische optimale situatie van een investering in interconnectie kan worden beoordeeld. De huidige marktmodellen kijken echter veelal alleen naar verbindingen tussen landen en zijn ongeschikt voor de analyse van nationale congestie: het model beschouwt het nationale net als een uniforme 'koperen plaat'. In de ideale situatie wordt gebruik gemaakt van een uitgebreider marktmodel dat een (vereenvoudigde) nationale netwerkrepresentatie bevat.

Vraag is vervolgens welke prijs aan het optreden of verminderen van congestie verbonden wordt. Bij beperkte congestie volstaan mogelijk operationele maatregelen en zijn de kosten van congestiemanagement leidend, waarmee vraag en/of productie beïnvloed kan worden om de congestie weg te nemen. In een marktmodel met een representatie van het nationale netwerk en de aanname van prijszones leidt congestie direct tot een prijsverschil. Het gewogen gemiddeld prijsverschil maal de getransporteerde hoeveelheid vormt dan een schatting van de (vermeden) congestiekosten. Bij de verwachting van significante congestie op nationale verbindingen zal netwerkversterking noodzakelijk zijn. De kosten van deze extra investeringen of operationele maatregelen dienen onderdeel te zijn van het projectalternatief en wegen dus mee bij het beoordelen van de interconnector. Andersom dienen baten van verminderde congestie door vermeden operationele

maatregelen of netwerkinvesteringen (uit het nulalternatief) ook onderdeel te zijn van het projectalternatief.

Voorzieningszekerheid en leveringszekerheid

Aan de batenkant is het van belang de voorzieningszekerheid te onderscheiden van de leveringszekerheid. Voorzieningszekerheid betreft de aansluiting tussen vraag en aanbod van energie op lange termijn. Leveringszekerheid is de maatstaf voor de betrouwbaarheid van de levering van energie en meet bijvoorbeeld de frequentie en duur van stroomstoringen en de spanningskwaliteit.

In de elektriciteitsmarkt beperkt voorzieningszekerheid zich vooral tot de importafhankelijkheid van aardgas en biomassa. De analyse kan zich daarom beperken tot deze brandstoffen. Dit kan door middel van een modelmatige analyse van de effecten van de interconnectie op de import en export van brandstoffen voor elektriciteitsproductie. Vraag is dan of de interconnectie nationaal gezien leidt tot extra import van aardgas of biomassa. Voor de waardering van dit effect adviseert dit rapport een kengetallenmethode, die de economische schade van importafhankelijkheid berekent.

Voor het effect op de leveringszekerheid is een berekening nodig van de impact van de interconnectie op de duur en frequentie van stroomstoringen op het nationale netwerk ten opzichte van het nulalternatief. Voor de waardering van dit verschil kan gebruik worden gemaakt van empirische analyses die door de NMa voor de kwaliteitsregulering worden uitgevoerd. Resultaat van die analyse is een compensatiebedrag per huishouden en bedrijf op basis van veranderingen in de frequentie en duur van stroomstoringen. Voor de spanningskwaliteit is op dit moment geen goede informatie beschikbaar om een mogelijk effect in de MKBA op te nemen.

Milieueffecten

Een interconnectie kan gevolgen hebben voor de emissies van schadelijke gassen of stoffen bij de elektriciteitsproductie. Bij import van bijvoorbeeld duurzame energie via de interconnectie kan een verandering in de nationale brandstofmix voor de elektriciteitsproductie optreden met per saldo een lagere uitstoot van schadelijke gassen of stoffen. Een verlaging van emissies vormt een maatschappelijke baat en is onderdeel van het MKBA-saldo. Voor de berekening van dit effect wordt de verandering van de brandstofmix gekoppeld aan emissiefactoren en waarderingskengetallen, zoals beschikbaar uit het *Handboek schaduw prijzen*. Voor CO₂ geldt door het bestaan van het ETS een ander regime. Een verandering in de CO₂-uitstoot kan alleen als meerkosten of besparing op de aankoop van emissierechten meetellen, uitgezonderd scenario's waarin het ETS na 2020 zou worden verlaten.

Landschappelijke effecten

Hoogspanningsleidingen worden gezien als horizonvervuiling en veroorzaken daarmee maatschappelijke kosten. Voor de waardering van die kosten bestaan geen algemeen geaccepteerde methoden. Dit MKBA-kader hanteert daarom een deels kwalitatieve aanpak van dit onderdeel. Het advies is om de locaties en leidingtrajecten nauwkeurig te beschrijven en te bekijken of er sprake is van doorsnijding van natuurgebieden, recreatiegebieden en andere plekken met bijzondere maatschappelijke functies. Ook moet worden aangegeven of de kabels zichtbaar zijn en voor hoeveel bewoners dit het

geval is. Als het traject ruimtegebrek inperkt, moet dit verloren gaan van ruimte gewaardeerd worden tegen de maatschappelijke waarde van de verdrongen activiteit.

Hernieuwbare energie

Via de interconnectie kan meer hernieuwbare energie worden geïmporteerd. Dit brengt handelseffecten met zich mee, die in het elektriciteitsmarktmodel worden gemeten als een verandering in consumenten- of producentensurplus. De *inpassing* van hernieuwbare energie in het nationale energiesysteem heeft effecten die bestaande modellen niet of onvoldoende schatten. Denk aan het effect van subsidiëring van elektriciteitsproductie of de kosten van meer of minder behoefte aan reserve- en regelvermogen. De mogelijke kosten van dat laatste kunnen per geval berekend worden op basis van de kosten van TenneT op de onbalansmarkt. Eventuele extra kosten worden volledig doorberekend aan de aangeslotenen en komen daarmee ten laste van het consumentensurplus.

Concurrentie

Interconnecties kunnen via prijsconvergentie leiden tot handelseffecten. Een bijkomend effect is de mogelijke wijziging van de concurrentieverhoudingen op de nationale markt. De interconnectie biedt nieuwe concurrenten een mogelijkheid stroom te verkopen op de Nederlandse markt. Dit kan de marktmacht van nationale producenten verminderen en creëert extra welvaart voor de consument. Dit rapport adviseert voor de berekening van dit effect een vuistregel te hanteren, zolang elektriciteitsmarktmodellen de dynamische concurrentie-effecten onvoldoende schatten. De vuistregel houdt in dat verondersteld wordt dat de interconnectie 0-0,375% efficiëntiewinst genereert, als Nederland door een verbinding met een *goedkoper* productieland een daling van de groothandelsprijs ervaart. Bij een verbinding met een duurder land is het advies geen effect op te nemen.

Overheidsbegroting

Het realiseren van een interconnectie kan via belastingopbrengsten en subsidies gevolgen hebben voor de overheidsbegroting met een potentieel welvaartseffect. De causale relatie tussen de investering en het effect op de overheidsbegroting kan eerst nader onderzocht worden voordat een definitief advies voor opname in het MKBA-kader wordt gegeven. Tot op dit punt meer duidelijkheid is kan het wel of niet meenemen van het effect op de overheidsbegroting afhangen van de vraag of dit vanuit verdelingsoogpunt relevant is.

Discontovoet

De netto contante waarde (NCW) is de som van alle contant gemaakte baten minus de som van alle contant gemaakte kosten. De discontovoet wordt gebruikt om bedragen die in de toekomst vallen naar het heden om te rekenen. De standaardwaarde van de (reële) discontovoet ter toepassing in MKBA's van Rijksweg bedraagt 5,5%. Een gevoeligheidsanalyse met een lagere (4%) en hogere (7%) discontovoet strekt tot aanbeveling. Voor effecten met een onomkeerbaar karakter, zoals een verandering in emissies van sommige schadelijke gassen of stoffen, geldt een afslag op de discontovoet, zodat een lagere waarde van 4% resulteert.

Presentatie

Van belang is de resultaten van de MKBA overzichtelijk in tabellen te presenteren. Een onderscheid kan worden gemaakt naar tabellen die de eindresultaten geven (gericht op de netto contante waarde) en tabellen die dienen ter toelichting op de berekeningen die aan het eindresultaat ten grondslag liggen. Voor een goed begrip van de uitkomsten zijn beide tabellen belangrijk. Tabellen met resultaten *per zichtjaar* geven per zichtjaar aan wat de ingeschatte effecten zijn. Dit betreft zowel kwalitatieve inschattingen, kwantitatieve inschattingen als welvaartseffecten in monetaire termen. Voor welvaartseffecten in monetaire termen wordt tevens het kwantitatieve effect vermeld. Voor effecten waarvoor een bandbreedte is gehanteerd, wordt deze bandbreedte vermeld. Vanwege de overzichtelijkheid ligt het voor de hand één tabel per scenario te presenteren. Tabellen met *gesommeerde, contant gemaakte bedragen* geven de contante waarde van effecten over de hele periode. Als effecten in monetaire termen zijn berekend, wordt in deze tabellen niet nog eens het kwantitatieve effect vermeld. De tabellen maken een onderscheid tussen effecten in monetaire termen enerzijds en effecten in kwantitatieve of kwalitatieve termen anderzijds. Al deze effecten staan in de tabel. Bij effecten waarvoor een bandbreedte is gehanteerd, wordt deze bandbreedte vermeld. Er kan worden gekozen voor één tabel per scenario, met resultaten van gevoeligheidsanalyses; of alle scenario's in één tabel, met gevoeligheidsanalyses in aparte tabellen. Voor de monetaire effecten wordt de NCW aangegeven, met bandbreedtes indien die voor de berekening van effecten zijn toegepast.

Naar een beter reguleringskader

Ten aanzien van het reguleringskader voor investeringen in interconnecties hebben we ons in het bijzonder gericht op de volgende aspecten:

- Kostenallocatie;
- Investerings- versus efficiëntieprikkels;
- Planning van het elektriciteitsnetwerk.

De belangrijkste bevindingen met betrekking tot deze aspecten worden hieronder beknopt samengevat.

Kostenallocatie

Bij de verdeling van kosten en baten over netgebruikers, zowel tussen als binnen landen, doet zich een drietal problemen voor die het bereiken van een maatschappelijk optimale interconnectiecapaciteit belemmeren. Voor elk probleem zijn mogelijke oplossingen geïdentificeerd.

Multilaterale i.p.v. bilaterale afspraken over interconnecties

Vanwege ongeprijsde netwerkeffecten ('loop flows') komen kosten en baten van wisselstroomverbindingen in een vermaasd netwerk (zoals in de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt) gedeeltelijk in andere, derde landen terecht. In bilaterale beslissingen over interconnecties worden deze effecten op derde landen niet meegenomen en vindt er free riding door het derde land of door de investeerders plaats. Dit kan ertoe leiden dat de investering niet (wel) gerealiseerd wordt terwijl dit wel (niet) wenselijk is of te grote of te kleine investeringen vanuit maatschappelijk perspectief tot stand komen.

Free riding kan worden voorkomen met een meer Europese benadering van netwerkuitbreidingen zoals voorzien in ontwerpverordening COM(2011) 658 finaal.

Daarbij krijgen in eerste instantie nationale toezichthouders van energiemarkten (NRA's) de mogelijkheid om in regionale groepen een beslissing over de grensoverschrijdende allocatie van kosten van PCI's te nemen. De aanbeveling aan nationale toezichthouder NMa is om in regionaal verband te streven naar kostenverdeling op basis van de voorgeschreven MKBA, tenzij het resultaat hiervan significant afwijkt van de Nederlandse MKBA. Dit biedt de beste garantie dat investeringsbeslissingen zoveel mogelijk worden genomen op basis van het overall maatschappelijk perspectief terwijl tegelijkertijd het Nederlandse belang is gewaarborgd.

Toepassing van het beneficiary pays principe i.p.v. kostensocialisatie

Onder de huidige regulering worden kosten van interconnecties die aan een land zijn toegerekend gesocialiseerd aan binnenlandse producenten en consumenten (in de meeste landen alleen nationale consumenten) via nationale netwerktarieven (in Nederland via de veilingopbrengsten) op basis van nationale regels. Daarbij worden kosten op basis van administratieve regels verdeeld over (sub)groepen producenten en consumenten zonder rekening te houden met de veranderingen in de verdeling van baten over netgebruikers door de interconnectie. Dit leidt ertoe dat de partijen die kosten ondervinden van de interconnectie niet worden gecompenseerd met baten, terwijl partijen die baten ondervinden niet meebetalen aan de kosten van extra interconnecties. Ook op nationaal niveau vindt dus free riding plaats.

De kostenallocatie binnen landen kan worden verbeterd door toepassing van het beneficiary pays principe. Volledige en precieze toepassing van het principe is echter niet altijd mogelijk, vanwege de grote onzekerheid over de verwachte baten van netwerkinvesteringen. Indien er een reële kans is op baten die veel lager liggen dan de verwachte baten, kunnen netgebruikers bezwaar maken tegen toepassing van het beneficiary pays principe en is socialisatie van een deel van de kosten onvermijdelijk. In het extreme geval dat de baten uniform en met gelijke kans zijn verdeeld over alle mogelijke situaties betekent dit volledige kostensocialisatie. Kostensocialisatie betekent niet noodzakelijkerwijs toewijzing van kosten aan consumenten, maar allocatie aan alle netgebruikers. Indien er extra investeringen nodig zijn bovenop het economisch optimum vanwege regelgeving gericht op het waarborgen van de betrouwbaarheid van het netwerk zoals het N-1 criterium, dan zouden de kosten hiervan wel gesocialiseerd moeten worden omdat alle netgebruikers hiervan profiteren.

Ondanks deze beperkingen voor precieze en volledige toepassing, wordt toepassing van het beneficiary pays principe geadviseerd omdat dit Nederland substantiële maatschappelijke baten kan opleveren ten opzichte van de huidige situatie met kostensocialisatie.

Compensatie van afname van congestie-inkomsten door hogere netwerktarieven

TSO's kunnen investeringen in interconnectoren waarschijnlijk minder dan voorheen terugverdienen uit congestie-inkomsten. Door uitbreiding van de netwerkcapaciteit treedt er namelijk minder congestie op. Dit verlaagt de inkomsten uit netwerkinvesteringen. De afname van congestie-inkomsten kan gecompenseerd worden met hogere inkomsten uit nationale netwerktarieven en mogelijk ook uit het ITC mechanisme.

Met het ITC mechanisme compenseren Europese TSO's elkaar via het ITC fonds voor de kosten van het elektriciteitstransport over hun nationale netwerken vanwege cross-border flows. Vanwege de beperkte omvang van het fonds vergeleken met de werkelijke kosten van het gebruik van huidige en verwachte infrastructuur voor grensoverschrijdende stromen, zouden compensatiebetalingen tussen landen moeten toenemen. Een toename van compensatiebetalingen lijkt echter voorlopig onwaarschijnlijk vanwege de suboptimale vormgeving van het huidige ITC mechanisme. Diverse mogelijke veranderingen zijn onderwerp van Europese discussies. Het ministerie van EZ zou waar mogelijk aanpassingen aan het ITC mechanisme moeten stimuleren op punten die nu een grotere rol voor het mechanisme belemmeren (bijvoorbeeld omgang met loop flows, kostenverdeling, omvorming tot een forward looking ex-ante mechanisme).

Indien TenneT meer inkomsten behaalt uit nationale netwerktarieven zullen de afnemers daarvoor moeten betalen. Deze betalingen dienen in lijn te zijn met de nettovoordelen die producenten en consumenten ondervinden van de nieuwe interconnectoren. De gewenste verdeling van transportkosten over producenten en consumenten kan volgen uit de toepassing van het beneficiary pays principe. Het ligt voor de hand dat als producenten minder hoeven te betalen aan transmissierechten, zij gaan meebetalen aan de kosten van interconnectoren via een producententarief. Een significante bijdrage van producenten aan de betaling van netwerkkosten wordt belemmerd door de huidige EC regelgeving. Het advies aan het ministerie van EZ is om te lobbyen voor aanpassing van de grenzen van het tarief in EU regelgeving om zo een significant producententarief in te kunnen voeren.

Investerings- versus efficiëntieprikkels

Het reguleringskader dient maatschappelijk wenselijke investeringen in interconnecties te bevorderen en niet-gewenste investeringen te vermijden. Hierbij ziet de toezichthouder zich geconfronteerd met het volgende reguleringsdilemma: enerzijds moeten maatschappelijk gewenste investeringen voldoende worden geprikkeld en uitgevoerd, zonder tegelijkertijd overbodige investeringen uit te lokken; anderzijds moeten er prikkels worden gegeven aan de netbeheerder zodat maatschappelijk wenselijke investeringen op een efficiënte wijze worden uitgevoerd waardoor netwerktarieven voor elektriciteitsverbruikers redelijk zijn, dat wil zeggen niet hoger dan noodzakelijk.

Als reactie op bovenstaand dilemma is in Nederland (en elders) een benadering ontwikkeld voor de beoordeling en regulering van bijzondere investeringen in energienetwerken, inclusief interconnecties, bestaande uit de volgende twee stappen:

- *Noodzakelijkheidstest*. In deze eerste stap worden 'nut en noodzaak' van een bijzondere investering in het netwerk beoordeeld door de nationale toezichthoudende autoriteiten (NMa, EZ);
- *Efficiëntietest*. In deze tweede stap wordt allereerst de doelmatigheid van de kosten van een bijzondere investering beoordeeld door de NMa. Daarnaast bepaalt de NMa de verwerking van de doelmatig geachte kosten – met inbegrip van de (veiling)opbrengsten van de interconnector – in de netwerktarieven aan de elektriciteitsverbruikers.

In het huidige, gereguleerde regime ligt de nadruk sterk op het verbeteren van de kostenefficiëntie waardoor er mogelijk onvoldoende prikkels zijn voor TenneT om maatschappelijk wenselijke investeringen in interconnectoren uit te voeren. Een andere onvolkomenheid van het huidige reguleringssysteem betreft de relatie tussen de investeringsbeslissing en het risico/rendement van de investering. In het huidige regime krijgt TenneT de kosten van een investering in interconnectie vergoed en loopt ze een beperkt risico met betrekking tot eventuele financiële mee- of tegenvallers (die worden – via de verrekening in de netwerktarieven – de facto doorgeschoven naar de eindverbruikers).

Alternatieve reguleringsopties met een betere balans tussen het bewaken van de kostenefficiëntie en het verschaffen van (sterkere) prikkels voor capaciteitsinvesteringen in interconnecties zijn vooral:

- Betere balans van investerings- en efficiëncyprikkels binnen het huidige, gereguleerde regime, in het bijzonder via het verschaffen van een bepaald rendement aan TenneT op de financieringskosten van een investering in interconnectie of via het introduceren van een bonus-malus regeling voor het geheel van alle door TenneT beïnvloedbare kosten en opbrengsten van een investering;
- Betere balans van investerings- en efficiëncyprikkels via een alternatief reguleringssysteem, zoals een *'sliding scale'* regime;
- Betere balans van investerings- en efficiëncyprikkels via de introductie van allerlei markt- en onderhandelingsmodellen, bijvoorbeeld het *'cap & floor'* systeem.

Het *'menu of sliding scale'* regime is in theorie het ideale reguleringsinstrument voor investeringen in transmissieverbindingen waaronder interconnectie. Dit oordeel is gebaseerd op empirische evaluaties van het systeem en de theoretische werking van het systeem dat een goede balans tussen prikkels voor kostenefficiëntie en capaciteitsinvesteringen waarborgt. Het systeem is echter complexer dan mogelijke alternatieven die een *'slim'* economisch mechanisme ontberen.

Het *'cap and floor'* systeem verbetert de investeringsprikkels maar kan negatief uitpakken voor de kostenefficiëntie. Bovendien is het mechanisme nog nergens toegepast en is er dus niets bekend over de ervaringen in de praktijk.

De beste opties om op *korte termijn* te komen tot een sterkere investeringsprikkel is derhalve het verschaffen van een bepaald rendement aan TenneT over de financieringskosten van een investering in interconnectie of het introduceren van een bonus-malus regeling voor het geheel van alle door TenneT beïnvloedbare kosten en opbrengsten van een investering. Voor de *lange termijn* verdient het aanbeveling om een menu of sliding scales aanpak voor investeringen in interconnectie te onderzoeken.

Netwerk planning

Door de 20/20/20 en 2050 EU duurzaamheidsdoelstellingen en het streven naar een interne elektriciteitsmarkt per 2014 ontstaat er een grotere maatschappelijke behoefte aan lang afstandstransport binnen Europa en daarmee aan meer investeringen in interconnectiecapaciteit. Tegelijkertijd is er grote onzekerheid over de concrete invulling van de vraag naar interconnectiecapaciteit door netgebruikers in de tijd, vooral wat betreft de hoeveelheid en geografische locatie van nieuwe productiecapaciteit.

Daarnaast hebben netbeheerders te maken met onzekerheid over de inzetbaarheid van nieuwe netwerktechnologieën en de ontwikkeling van het energiebeleid.

De onzekerheid over de vraag naar netwerkcapaciteit betekent ook grotere onzekerheid over de opbrengsten van nieuwe investeringen. Omdat de economische levensduur van netwerkkactiva (veel) langer is dan de levensduur van productieactiva (40-60 jaar versus 20-30 jaar), is er een groot risico op stranded assets, d.w.z. netwerkkactiva die maar marginaal gebruikt kunnen worden voor de netwerk vraag van een andere productiemix, bijvoorbeeld als de productiemix zich niet consistent ontwikkelt in de tijd. Een grotere diversiteit aan locaties van productieactiva in de tijd verkleint dus de kans op 'recycling' van netwerkkactiva en vergroot daarmee de kans op stranded assets. Stranded assets brengen substantiële maatschappelijke kosten voor netgebruikers met zich mee.

TenneT gebruikt verschillende scenario's voor het bepalen van extreme planningsituaties om deze onzekerheden (impliciet) mee te nemen in netwerkstudies naar overbelastingen van verbindingen en benodigde netwerkinvesteringen om deze overbelastingen te voorkomen. Investeringsbeslissingen lijken echter niet noodzakelijkerwijs gebaseerd te hoeven zijn op meerdere planningsituaties, een beslissing op basis van één plannings situatie lijkt binnen de huidige regulering ook toegestaan. Een optimale beslissing zou echter gebaseerd moeten zijn op het verwachte resultaat van alle plannings situaties om stranded assets te voorkomen.

Verder heeft een TSO als TenneT door het gebrek aan coördinatie tussen investeringen in productie- en netwerkcapaciteit weinig mogelijkheden om onzekerheden te verminderen door de vraag naar netwerkcapaciteit op bepaalde locaties te sturen of te beheersen. Vanwege de aansluit- en transportverplichting dient TenneT namelijk alle verzoeken tot aansluiting en transport van elektriciteit voor alle locaties onder alle situaties te faciliteren en bij gebrek aan netwerkcapaciteit het netwerk te versterken ('transmission follows generation' filosofie).

In werkelijkheid spelen de locaties van productie en consumptie een grote en toenemende rol in de transportvraag en de bijbehorende kosten. Een alternatief voor de Europese 'transmission follows generation' filosofie is de 'generation follows transmission' filosofie zoals toegepast in de VS. De 'productie volgt transmissie' filosofie bestaat uit twee stappen. De eerste stap is de introductie van de mogelijkheid dat netwerkinvesteringen voorafgaan aan productie-investeringen ('anticipatory investments'). De tweede stap bestaat uit het geven van economische prikkels aan investeerders in productie-eenheden om aansluitverzoeken op locaties die verwacht worden te zullen resulteren in prohibitief hoge totale systeemkosten zoveel mogelijk te ontmoedigen. Beide stappen stellen TSO's in staat om vraag naar netwerkcapaciteit beter te beheren en daarmee de risico's op stranded assets te verkleinen. Daarvoor zijn aanpassingen van het reguleringskader noodzakelijk. De eerste stap vereist voldoende ruimte voor anticiperende investeringen van TSO's. De tweede stap vraagt om wijzigingen in nationaal beleid om locatie-specifieke prikkels via elektriciteitsprijzen, netwerktarieven en ruimtelijk beleid mogelijk te maken.

Tegelijkertijd dient er rekening te worden gehouden met politieke gevoeligheden waardoor deze aanpassingen mogelijk niet haalbaar zullen blijken te zijn. Alternatieve

oplossingen om stranded assets te voorkomen zijn operationele oplossingen zoals het verbeteren van de benutting van bestaande fysieke interconnectiecapaciteit en permanente inzet van congestie management op plaatsen waar netwerkinvesteringen niet rendabel zijn door grootschaliger inzet van flexibele productie en vraagrespons.

Implicaties voor de rolverdeling op EU, regionaal en nationaal niveau

De belangrijkste implicaties van de voorgestelde, verbrede (MKBA) afwegings- en reguleringsskaders voor de rolverdeling, taken en acties van de belangrijkste betrokken publieke instanties op Europees, regionaal en nationaal (NL) niveau worden hieronder beknopt samengevat door middel van een aantal opsommingspunten. Deze punten worden in het rapport nader uitgewerkt en toegelicht.

Europees niveau:

1. ENTSO-E:

- Ontwikkelen van een Europees MKBA kader voor de beoordeling van nut en noodzaak van investeringen in interconnecties;
- Identificeren van Europese, maatschappelijk gewenste investeringsprojecten in interconnectie.

2. ACER:

- Europees toezicht op en zo nodig bijstelling van het gezamenlijke EU MKBA kader om strategisch gedrag tussen landen te voorkomen;
- Bemiddeling/'afdwingen' van verbeterde allocatie van kosten en baten tussen meer dan twee landen.

3. Europese Commissie:

- Toestaan van een grotere bijdrage van producenten aan netwerktarieven door aanpassing van wetgeving (verordening);
- Aanpassen van de ITC regelgeving om huidige tekortkomingen op te heffen en een grotere rol voor het ITC mechanisme binnen internationale kostenallocatie mogelijk te maken;
- Streven naar toepassing van het beneficiary pays principe als leidend beginsel voor allocatie van kosten tussen en binnen landen.

Regionaal niveau:

4. Regionale groepen:

- Betere coördinatie van nationale investeringsprojecten;
- Nationale reguleringsautoriteiten (NRA's): afspraken over allocatie van kosten en baten tussen betrokken landen.

Nationaal niveau:

5. EZ:

- Wettelijke vaststelling en invoering van een verplicht MKBA afwegingskader voor de aanvraag (TenneT), beoordeling (EZ) en advisering (NMa) van investeringen in gereguleerde interconnectoren (zowel gelijkstroom als wisselstroom);
- Beoordeling van investeringsaanvraag van een interconnector (TenneT) op basis van MKBA en advies NMa;
- Internationale en nationale kostenallocatie zoveel mogelijk op het beneficiary pays principe baseren;

- Stimuleren van aanpassingen aan EU wetgeving (verordening) om een grotere bijdrage van producenten aan het betalen van netwerktarieven mogelijk te maken;
- Stimuleren van aanpassingen aan het Europese ITC mechanisme om huidige tekortkomingen op te heffen en een grotere rol voor het ITC mechanisme binnen internationale kostenallocatie mogelijk te maken;
- De ‘productie volgt transmissie’ filosofie in wetgeving vastleggen om investeringen in productie en netwerken beter op elkaar af te stemmen en daarmee maatschappelijke kosten van stranded assets te reduceren;
- Barrières voor het toepassen van locatieafhankelijke prikkels (netwerktarieven, ruimtelijk beleid) wegnemen en invoering van meer prijszones in Europa stimuleren;
- In wetgeving meer ruimte bieden voor operationele oplossingen om overbelastingen van het netwerk op te heffen.

6. TenneT:

- Identificeren, aanvragen en uitvoeren van ‘MKBA-proof’ investeringen in interconnecties en nationale verbindingen met significante impact op het elektriciteitstransport over interconnectoren (wettelijke verplichting).

7. NMa:

- Nadere uitwerking van een volledig MKBA afwegingskader en periodieke verwerking van nieuwe inzichten en ervaringen in dit afwegingskader;
- Advisering voor het beoordelen van investeringen in interconnectie op basis van het MKBA afwegingskader (wettelijke verplichting; advies aan EZ);
- Nadere uitwerking van verbeterd reguleringsregime met sterkere investeringsprikkels voor maatschappelijk wenselijke interconnecties;
- Na aanpassing van EU/nationale wetgeving, uitwerking en implementatie van een significant netwerktarief voor elektriciteitsproducenten;

Voorbeeldstudie

Teneinde te illustreren hoe het ontwikkelde MKBA kader praktisch en concreet uitpakt, is een voorbeeldstudie uitgevoerd van een ‘gefingeerd maar enigszins realistisch’ investeringsproject in interconnectie. Dit fictieve project betreft een 500 MW interconnector tussen Nederland en Denemarken die eind 2019 operationeel wordt.

In het kader van deze voorbeeldstudie zijn zowel de zogenaamde ‘basiseffecten’ als enkele ‘additionele effecten’ van bovengenoemd project geanalyseerd en, voor zover mogelijk, gekwantificeerd en monetair gewaardeerd. De basiseffecten betreffen de gangbare effecten binnen het huidige afwegingskader. Naast de investerings- en overige, operationele kosten van een project gaat het hier om de zogenaamde handelseffecten van een investering in interconnectie, i.e. de veranderingen in zowel de congestie-opbrengsten, het producentensurplus en het consumentensurplus in de betreffende landen.

De additionele effecten van het project maken onderdeel uit van het verbrede, MKBA afwegingskader. In de onderhavige voorbeeldstudie zijn de volgende vijf additionele effecten van een interconnector geanalyseerd:

- Effect op investeringen in productiecapaciteit;
- Effect op nationale congestie en netwerkinvesteringen;

- Effect op voorzienings- en leveringszekerheid;
- Effect op natuur en milieu (CO₂ emissies, landschap, inpassing duurzame energie);
- Effect op concurrentie.

De voorbeeldstudie illustreert niet alleen hoe bepaalde maatschappelijke effecten van een investering in interconnectie kunnen worden geanalyseerd en berekend, maar ook het belang van een breder, MKBA kader ten opzichte van het huidige, beperkte afwegingskader voor een dergelijke investering. De studie laat zien dat indien, zoals gebruikelijk in het huidige kader, alleen de twee direct betrokken landen (Denemarken en Nederland) over de investering dienen te beslissen, dan zou de afweging op basis van de netto contante waarde (NCW) van de basiseffecten van het project voor beide landen negatief uitvallen. Als echter ook andere, derde landen bij de afweging worden betrokken dan scoren sommige landen qua NCW negatief en andere positief, maar het totaal van alle betrokken landen echter positief. Dit illustreert het belang van een breder, internationaal overleg- en reguleringskader, inclusief een internationale allocatie van kosten en baten voor de beoordeling van een investering in interconnectie.

De voorbeeldstudie illustreert tevens het belang van een MKBA afwegingskader, zowel nationaal als internationaal, voor de beoordeling van een investering in interconnectie. In deze specifieke studie zijn sommige additionele effecten klein en andere groot, sommige zijn positief (baten) en andere negatief (kosten), terwijl sommige additionele effecten in het ene land klein/positief zijn en in het andere land groot/negatief. De studie laat zien dat, afhankelijk van de specifieke situatie en het betreffende land, het meenemen van deze effecten het oordeel van een investeringsbeslissing kan doen omslaan van negatief in een beperkt afwegingskader tot positief in een MKBA kader, of omgekeerd van positief naar negatief.

Summary

Background and main question

Interconnectors that link national grids are important for further integration of the European electricity grid. In the current assessment framework, investment decisions regarding interconnectors in the Netherlands are made by the national grid operator TenneT, after approval by the Dutch Ministry of Economic Affairs (EZ), based on the advice of the Dutch Office of Energy regulation (NMa). In this framework, TenneT bases its investment decision in particular on the costs and trade effects of the interconnector.

A main limitation of this framework is the fact that relatively little attention is paid to other considerations and (external) effects, both positive and negative, such as the effects on further market integration and competition, the security of quality and of electricity, integration of renewable electricity into the grid, environmental effects, the effects on grid congestion and on investments in new production capacity.

This leads to the question how both the assessment framework and the regulatory framework can be shaped such that the national grid operator TenneT conducts sufficient investments in interconnection that have a net positive effect on social welfare. Such an assessment framework needs to be aligned to the system that is being developed within the EU to assess the investment in cross-border infrastructure.

Against this background, the main question of this study is as follows: *What does a broadened assessment and regulatory framework for investments in interconnectors look like which secures optimal contribution of these investments to the social welfare of the involved countries?*

Towards a broader assessment framework: the Social Cost Benefit Analysis (SCBA)

For decision-making it is important to support investments that contribute positively to the social welfare. The SCBA framework (social cost-benefit analysis) contains guidelines to determine the social costs and benefits of an investment in interconnection. This has bearing on all effects that can be attributed to the investment, both financial and non-financial. For the non-financial effects such as consequences for the environment, methods are used that rate the effects in euros, thus enabling a comparison with other

effects. The three core elements of the SCBA are thus social welfare, completeness and comparability.

Each SCBA follows these steps:

- Making concrete the investments to be analysed – the project alternative- and the situation without investments, the counterfactual.
- Drawing up a list of all possible effects of the investment.
- Quantifying the effects and subsequently the valuation of the effects in amount of money (monetisation)
- Discounting future amounts of money and determining the balance of costs and benefits.
- Analysing costs and benefits under various scenarios and a sensitivity analysis.

Next to determining the SCBA balance, attention is also paid to the distribution of the costs and benefits across the various actors involved in the investment. This provides information on the distribution of the SCBA balance. For interconnection, it is important to take into account at least the following actors for this distribution issue: the supply side of the electricity market, consisting of the producers of electricity and of grid operators such as TenneT, the buyers of electricity and the other stakeholders such as the government and citizens and consumers of environment and quality of the living environment. On the supply side, the producer surplus ('profit') constitutes the relevant measure, whereas for buyers this is the consumer surplus. For other parties, generic types of welfare may play a role, for example caused by externalities that are not exclusively measured by producer or consumer surplus. Of major importance to the SCBA are the avoidance of double counting, and the inclusion of welfare effects that do not occur via market allocation.

The counterfactual represents the most likely situation in the electricity market if the investment is not made. The project alternative is the investment decision that is to be analysed, for which information is needed on costs, phasing and capacity.

The analysis requires scenarios on the future 'state of the world'. Such a scenario involves the variables that influence the costs and benefits of the electricity supply, but are not influenced by the investment project. The scenario thus sketches the development of exogenous factors that require making assumptions about the future. This visualises the uncertainty of future developments. This can also be done within the scenario by working with bandwidths for the outcomes. The analysis should preferably work with clearly different, yet realistic scenarios. An obvious choice would be to use one scenario that is not favourable for the outcome and one scenario that leads to more positive results.

Investment costs and effects on capacity

All costs of the interconnection are part of the SCBA. These are the costs of the investment and all other necessary costs, such as for example the costs of grid adjustments elsewhere in the grid. Avoided investments in production capacity as a result of interconnection are behavioural reactions that are not included in most electricity models. This report advises to estimate these behavioural reactions based on an expert opinion.

The life of an investment is important in view of the replacement investments. In conformity with national guidelines for conducting SCBAs, the costs and benefits are calculated across a period of 100 years. In practise, this means that the costs and effects for certain target years are determined and that interpolation is conducted between the years.

In principle, the scope of the SCBA is limited to national effects. This renders the distribution of costs and benefits of the interconnection an important variable. Only the costs paid by Dutch parties are counted as social costs.

Taxation also plays a role. Cost items need to be measured including VAT and other cost-price increasing taxes.

National congestion

An interconnection cannot affect congestion or lead to a decrease or increase in congestion. An increase in congestion as a result of the interconnection makes for a special cost item; in case of decreasing congestion a special benefit arises. A network model can be used to analyse the occurrence of congestion in the national grid as a result of interconnection. This is done by means of extreme planning situations such as large-scale production of wind energy and extreme import and export situation to test the reliability of the national grid. The advantage of a market model is that it can be used to assess the economically optimal situation of an investment in interconnection. However, the current market models often only look at connections between countries and are unsuitable for the analysis of national congestion. The model considers the national grid to be like a uniform 'copper plate'. In the ideal situation, a more extensive market model is used that contains a (simplified) national grid representation.

The next question is which price is attached to the occurrence or decrease of congestion. In case of limited congestion, operational measures may suffice and the costs of congestion management are leading, with which demand and/or production can be influenced to remove congestion. In a market model with a representation of the national grid and the assumption of price zones, congestion immediately leads to a price difference. The weighted average price difference multiplied with the transported volume yields an estimate of the (avoided) congestion costs. When significant congestion is anticipated for national connections, grid reinforcement will be necessary. The costs of these additional investments of operational measures need to be part of the project alternative and hence be weighed in the assessment of the interconnector. Conversely, benefits of decreased congestion resulting from avoided operational measures or network investments from the counterfactual) should also be part of the project alternative.

Security of quality and supply

On the benefit side, it is important to make a distinction between security of supply and quality of supply. Security of supply involves the alignment between energy supply and demand in the long term. Quality of supply is the measure for reliability of energy supply and measures, for example, the frequency and duration of power outages and voltage quality.

In the electricity market, security of supply is mostly restricted to the import dependence of natural gas and biomass. The analysis can therefore be limited to these fuels. This can be done by means of a model analysis of the effects of the interconnection on the import and export of fuels for electricity production. The question is if the interconnection will lead to additional export of natural gas or biomass on a national level. To arrive at a valuation of this effect, this report advises using an indicator method, which calculates the economic damage of import dependence.

The effect on security of supply requires a calculation of the impact of the interconnection on the duration and frequency of power outages on the national grid compared to the counterfactual. The valuation of this difference can be based on empirical analyses conducted by the Dutch Competition Authority in the framework of quality regulation of the electricity grid. The result of this analysis is an amount of financial compensation per household and business based on changes in frequency and duration of power outages. As for voltage quality, good information is currently not available for including a possible effect in the SCBA.

Environmental effects

An interconnection may have consequences for the emissions of harmful gases or substances in electricity production. In case of import of for example sustainable energy through the interconnection, a change in the national fuel mix for the electricity production may be the result, leading to on balance lower emissions of harmful gases or substances. A lowering of emissions is a social benefit and is a component of the SCBA balance. To calculate this effect, the change in the fuel mix is linked to emission factors and valuation indicators, as available from the *Handboek schaduwrijzen (Shadow Prices Handbook)*. For CO₂ there is a different regime due to the existence of the ETS. A change in CO₂ emission can only count as additional cost or saving on the purchase of emission allowances, except for scenarios in which the ETS is abandoned after 2020.

Landscape effects

High voltage lines are considered visual pollution and hence lead to social costs. There is no generally accepted method for valuing such costs. This SCBA therefore uses a partly qualitative approach for this component. It is advised to meticulously describe the locations and line trajectories and to see if they cross any natural areas, recreational areas and other places that have a special social function. It also needs to be indicated if the lines are visible and for how many residents. If the trajectory involves lack of space, the loss of space should be valued against the social value of the ousted activity.

Renewable energy

The interconnection allows for increased import of renewable energy. This has certain trade effects, which are measured in the electricity model as a change in consumer or producer surplus. The integration of renewable energy in the national energy system has effects that are not or only insufficiently estimated by existing models. One can think of the effect of subsidising electricity production or the cost of higher or lower demand for back-up and control capacity. The possible costs of the latter can be calculated per case, based on the costs of TenneT on the balancing market. Any additional costs are fully passed on to the end users and are hence at the expense of the consumer surplus.

Competition

Interconnections can lead to trade effects through price convergence. An additional effect is the possible change in competitive relationships in the national market. The interconnections offer new competitors the opportunity to sell electricity on the Dutch market. This could decrease the market power of the national producers and create additional welfare for the consumer. This report advises using a rule of thumb for calculating this effect as long as electricity market models insufficiently estimate the dynamic competitive effects. The rule of thumb means that it is assumed that the interconnection generates an efficiency gain of 0-0.375% if the Netherlands experiences a decrease in wholesale market price as a result of a connection with a *cheaper* production country. In case of a connection with a more expensive country, it is advised to not include any effect.

Government budget

Realising an interconnection may impact the government budget through tax benefits and subsidies, yielding a potential welfare effect. The causal relation between the investment and the effect on the government budget could be further explored before offering a final advice to be included in the SCBA framework. Until more clarity is available here, the question of whether or not to include the effect on the government budget may depend on the question if this is relevant from the viewpoint of distribution.

Discount rate

The net present value (NPV) is the sum of all cash benefits minus the sum of all cash costs. The discount rate is used to calculate future amounts back to their present value. The standard value of the (real) discount rate to be used in SCBAs for the government amounts to 5.5%. A sensitivity analysis with a lower (4%) and a higher (7%) discount rate is recommended. For effects that are irreversible, such as a change in emissions of some harmful gases or substances, there will be an auction on the discount rate, resulting in a lower value of 4%.

Presentation

It is important to present the results of the SCBA neatly in tables. A distinction can be made between tables that present end results (focus on the net present value) and tables that serve to elaborate on the calculations that are at the basis of the end result. Both tables are important for a clear understanding of the results. Tables with results per *target year* indicate for each target year what the estimated effects are. These are both quantitative and qualitative estimates and welfare effects in monetary terms. For welfare effects in monetary terms, the quantitative effect is also mentioned. When a bandwidth is used for effects, this bandwidth is mentioned. For the sake of clarity, it seems obvious to present one table per scenario. Tables with cumulative, discounted costs provide the net present value of effects across the entire period. Once effects have been calculated in monetary terms, the quantitative effect will not be repeated in these tables. The tables distinguish between effects in monetary terms on the one hand and effects in terms of quantity or quality on the other hand. All these effects are included in the table. When a bandwidth is used for effects, this bandwidth is mentioned. One table per scenario can be selected, showing results of sensitivity analyses; or all scenarios can be put in one table, with the sensitivity analyses in

separate tables. For monetary effects, the NPV is indicated, including bandwidths if these have been used for the calculation of effects.

Towards a better regulatory framework

With regard to the regulatory framework for investments in interconnections, we have particularly focused on the following aspects:

- Cost allocation;
- Investment versus efficiency incentives;
- Network Planning.

The main findings for these aspects are summarised below.

Cost allocation

When distributing the costs and benefits across the grid users, between and within countries, three types of problems occur that obstruct the realisation of a socially optimal interconnection capacity. For each problem, possible solutions have been identified.

Multilateral instead of bilateral agreements on interconnections

Because of unpriced grid effects ('loop flows') the costs and benefits of AC connections in a meshed grid (as in the Northwest European electricity market) partly end up in other, third countries. Bilateral agreements on interconnections do not include these effects on third countries and free riding by the third country or by the investors takes place. This may lead to too large or small investments or even investments (not) being realised while this is not desirable from a social point of view.

Free riding may be prevented by means of a more European approach to grid expansion as envisaged in the draft regulation COM(2011) 658 final. In this approach, the national regulatory authorities of energy markets (NRAs) are given the opportunity to decide on cross-border allocation of costs of PCIs in regional groups. The recommendation to the Dutch office of Energy Regulation (NMa) is to strive for a cost distribution based on the prescribed SCBAs in a regional framework, unless the result deviates significantly from the Dutch SCBA. This is the best way to ensure that investment decisions are mostly based on the overall societal perspective while at the same time securing the Dutch interest.

Applying the beneficiary pays principle rather than cost socialisation

Under the current network regulation, costs of interconnections allocated to a country are generally socialised to domestic producers and consumers (in most countries only national consumers) via national grid tariffs (in the Netherlands indirectly through settlement of network costs with congestion rents), based on national rules. Costs are distributed across (sub) groups of producers and consumers based on administrative regulations, without taking into account the changes in distribution of benefits across the grid users as a result of the interconnection. As a result, parties that pay for the interconnection are not compensated by benefits, while parties that receive benefits do not pay any costs for the interconnection. Hence free riding also occurs at the national level.

Cost allocation within countries can be improved by applying the beneficiary pays principle. However, full and exact application of the principle is not always feasible due to the high uncertainty about anticipated benefits of grid investments. If there is a real chance that benefits will be much lower than anticipated, grid users may object to the beneficiary pays principle and socialisation of part of the costs is inevitable. In the extreme case that the benefits are distributed uniformly and with equal chances across all possible situations, this implies full cost socialisation. If additional investments are needed on top of the economic optimum due to regulations aimed at securing the reliability of the grid, such as for example the N-1 criterion, these costs should be socialised given that all grid users benefit in this case.

Despite these limitations to precise and full implementation, implementation of the beneficiary pays principle is advised because it may yield substantial social benefits for the Netherlands, compared to the current situation based on cost socialisation.

Compensation of decrease in congestion revenue through higher grid tariffs

TSOs are most likely less able than before to recover costs from investments in interconnectors through congestion revenue. The expansion of the grid capacity will reduce congestion. This way, the revenue from grid investments decreases. The decrease in congestion revenue can be compensated with higher revenue from national grid tariffs and possibly also from the ITC mechanism.

The ITC mechanism is used by European TSOs to compensate each other through the ITC fund for the costs of electricity transport across their national grids due to cross-border flows. In view of the limited volume of the fund, compared to the real costs of using the current and expected infrastructure for cross-border flows, compensation payments between countries should increase. However, for the time being an increase in compensation payments seems unlikely due to the less than optimal design of the current ITC mechanism. Various possible changes are topic of European discussions. Where possible, the Dutch Ministry of Economic Affairs should promote adjustments to the ITC mechanism for those aspects that obstruct a larger role for the mechanism (for example dealing with loop flows, cost distribution, reshaping into a forward looking ex-ante mechanism).

If TenneT obtains more revenue from the national grid tariffs, the buyers will have to pay. These payments need to be in line with the net benefits experienced by producers and consumers as a result of the new interconnectors. The desired distribution of transport costs across producers and consumers can follow from deploying the beneficiary pays principle. Obviously, if producers need to pay less for transmission rights, they will start paying for the costs of the interconnectors by means of a producer tariff. A significant contribution of producers to cover the grid costs is currently obstructed by EC regulations. The advice to the Dutch Ministry of Economic Affairs is to lobby for amendment of the tariff limits in EU regulations to thus enable implementation of a significant producer tariff.

Investment versus efficiency incentives

The regulatory framework should promote socially desirable investments in interconnections and avoid non-desired investments. In this endeavour, the regulator is confronted with the following regulatory dilemma: on the one hand, socially desirable

investments should be sufficiently incentivised and implemented, while at the same time not encouraging unnecessary investments; on the other hand incentives should be provided to the grid operator to ensure that socially desirable investments are efficiently realised, thus keeping grid tariffs for electricity users at a reasonable level, i.e. not higher than necessary.

In response to this dilemma, an approach was developed in the Netherlands (and abroad) to assess and regulate special investments in energy grids, including interconnections, consisting of the following two steps:

- *Necessity test.* In this first step, the ‘usefulness and necessity’ of a special investment in the grid is assessed by the national supervisory authorities (NMa, EZ);
- *Efficiency test.* In this second step, the effectiveness of the costs of a special investment is first assessed by the NMa. Moreover, the NMa determines the integration of the costs deemed effective, including the (auction) revenue of the interconnector, in the grid tariffs for the electricity users.

Under the current, regulated regime, emphasis is particularly on improving cost efficiency, thus offering insufficient incentive for TenneT to conduct socially desirable investments in interconnectors. Another deficiency of the current regulatory system involves the relation between the investment decision and the risk of/return on the investment. Under the current regime, TenneT is compensated for the investment cost in interconnection and hence runs only limited risk of financial windfalls or setbacks (which, through inclusion in the grid tariffs, are in fact passed onto the end users).

Alternative regulation options offering a better balance between guarding cost-efficiency and providing (stronger) incentives for capacity investments in interconnections are in particular:

- Better balance of investment and efficiency incentives within the current, regulated regime, in particular by giving a certain return to TenneT on the financing costs of an investment in interconnection or by introducing a bonus-malus scheme for all costs and benefits of an investment that TenneT can influence;
- Better balance between investment and efficiency incentives through an alternative regulatory system, such as the ‘*sliding scale*’ regime;
- Better balance between investment and efficiency incentives through the introduction of various market and negotiation models, for example a cap & floor system.

Theoretically, the ‘menu of sliding scales’ regime is the ideal regulatory instrument for investments in transmission connections, including interconnection. This assessment is based on empirical evaluations of the system and the theoretical operation of the system, which secures a good balance between incentives for cost efficiency and capacity investments. However, the system is more complex than alternative systems that lack a ‘smart’ economic mechanism.

The ‘cap and floor’ system improves the investment incentives but may have an adverse impact on cost efficiency. Moreover, the mechanism has not yet been deployed anywhere, so there is a lack of information on practical experiences.

The best option to arrive at stronger investment incentives *in the short term* is therefore to provide certain returns to TenneT on the financing costs of an investment in interconnection or the introduction of a bonus-malus system for the total of all costs and benefits of an investment that TenneT can influence. For *the long term*, it is recommended to study the menu of sliding scales approach for investments in interconnection.

Network planning

Due to the 20/20/20 and 2050 EU sustainability targets and the strive for an internal electricity market per 2014, there is a larger social need for long distance transport within Europe and hence for more investment in interconnection capacity. At the same time, there is much uncertainty about the actual demand for interconnection capacity by grid users in time, particularly with regard to the amount and geographical location of new production capacity. On top of this, grid operators are facing uncertainty about the deployment of new grid technologies and the development of energy policy.

The uncertainty about the demand for grid capacity also implies high uncertainty about the return on new investments. As the economic life of grid assets is (much) longer than the life of production assets (40-60 years versus 20-30 years) there is a large risk of stranded assets, i.e. grid assets that can be used only marginally for the grid demand of another production mix, for example if the production mix does not develop consistently over time. A larger diversity in locations of production assets in time hence lowers the risk of 'recycling' grid assets and thus increases the risk of stranded assets. Stranded assets bring substantial social costs to the grid users.

TenneT uses various scenarios to identify extreme planning situations to include these uncertainties (implicitly) in grid studies on overloading of connections and required grid investments to prevent such overload. However, it appears that investment decisions need not necessarily be based on multiple planning situations; a decision based on one planning situation also seems to be acceptable under the current regulations. Nevertheless, an optimal decision should be based on the expected result of all planning situations to prevent stranded assets.

Moreover, due to a lack of coordination between investments in production and grid capacity, a TSO such as TenneT has only limited possibilities to decrease uncertainties by steering or controlling the demand for grid capacity at certain locations. Because of the connection and transmission obligation, TenneT is obliged to facilitate all requests for connection and transmission of electricity for all locations in all situations, and to strengthen the grid in case of a lack of grid capacity (the 'transmission follows generation' philosophy).

In reality, the production and consumption locations play a large and increasing role in the demand for grid capacity and the associated costs. An alternative to the European 'transmission follows generation' philosophy is the 'generation follows transmission' philosophy as used in the US. The 'production follows transmission' philosophy consists of two steps. The first step is to introduce the option of grid investments preceding generation investments (anticipatory investments). The second step consists of providing economic incentives to investors in production units to discourage as much as possible connection requests at locations that are expected to result in prohibitively

high total system costs. Both steps enable TSOs to better manage the demand for grid capacity and hence to decrease the risk of stranded assets. This requires adjustments of the regulatory framework. The first step requires sufficient opportunities for anticipatory investments of TSOs. The second step requires changes in national policy to enable location-specific incentives through electricity prices, grid tariffs and spatial policy.

At the same time, there should be attention for political sensitivities that may cause these adjustments to be infeasible. Alternative solutions to prevent stranded assets are operational solutions such as improvement of the utilisation of existing physical interconnection capacity and permanent deployment of congestion management at locations where grid investments are not profitable enough due to larger scale deployment of flexible production and demand response.

Implications for the division of roles at the EU, regional and national level

The main implications of the proposed, broadened (SCBA) assessment and regulatory frameworks for the division of roles, tasks and actions of the main public bodies at the European, regional and national (NL) level are briefly summarised in the points below. These points are elaborated and clarified in the report.

European level:

8. ENTSO-E:

- Developing a European SCBA framework for the assessment of usefulness and need of investments in interconnections;
- Identifying European, socially desirable investment projects in interconnection.

9. ACER:

- European supervision of and, if needed, adjustment of the joint EU SCBA framework to prevent strategic behaviour among countries;
- Mediating/‘enforcing’ improved allocation of costs and benefits among more than two countries.

10. European Commission:

- Allowing a larger contribution of producers to grid tariffs by amending legislation (regulation);
- Adjusting the ITC regulations to eliminate current shortcomings and enabling a larger role for the ITC mechanism in international cost allocation;
- Striving for application of the beneficiary pays principle as a guiding principle for allocation of costs among and within countries.

Regional level:

11. Regional groups:

- Better coordination of national investment projects;
- National regulatory authorities (NRAs): Agreements on the allocation of costs and benefits among involved countries;

National level:

12. EZ:

- Legal establishment and implementation of an obligatory SCBA framework for the application for (TenneT), assessment of (EZ) and advice on (NMa) investments in regulated interconnectors (both DC and AC);
- Assessment of the investment application of an interconnector (TenneT) based on the SCBA and NMa advice;
- International and national cost allocation should be based as much as possible on the beneficiary pays principle;
- Incentivising amendments to EU legislation (regulation) to enable a larger contribution of producers to the payment of grid tariffs;
- Promoting adjustments to the European ITC mechanism to eliminate current shortcomings and enabling a larger role for the ITC mechanism in international cost allocation;
- Fix the ‘production follows transmission’ philosophy in legislation to better align investments in production and grids and hence reduce the social costs of stranded assets;
- Remove barriers to the deployment of location-specific incentives (grid tariffs, spatial policy) and promote the implementation of more price zones in Europe;
- Offer more room in legislation for operational solutions to eliminate overload of the grid.

TenneT:

- Identify, apply for and conduct ‘SCBA proof’ investments in interconnections and national connections with significant impact on the electricity transmission through interconnectors (legal obligation).

NMa:

- Further elaboration of a full SCBA framework and periodical inclusion of new insights and experiences in this assessment framework ;
- Advice on the assessment of investments in interconnection based on the SCBA framework (legal obligation; advice to EZ;
- Further elaboration of an improved regulatory regime with stronger investment incentives for socially desirable interconnections ;
- After amendment of EU/national legislation, elaboration and implementation of a significant grid tariff for electricity producers .

Case study:

To illustrate how the developed SCBA framework will function practically and concretely, a case study was conducted of a ‘fictitious yet somewhat realistic’ investment project in interconnection. This fictitious project involves a 500 MW interconnector between the Netherlands and Denmark that will enter in operation late 2019.

In the framework of this case study, both the so-called ‘basic effects’ and some ‘additional effects’ of the above project were analysed, and, as much as possible quantified and valued in monetary terms. The basic effects include the usual effects within the current assessment framework. Next to the investment and other operational costs of a project, this involves so-called trade effects of an investment in interconnection, i.e. the changes in congestion revenue, the producer surplus and the consumer surplus in the involved countries.

The additional effects of the project are part of the broadened SCBA assessment framework. In this case study, the following five additional effects of an interconnector have been analysed:

- Effect on investment in production capacity;
- Effect on national congestion and grid investments;
- Effect on security and quality of supply;
- Effect on nature and environment (CO₂ emissions, landscape, integration of sustainable energy);
- Effect on competition.

The case study illustrates not only how certain social effects of an investment in interconnection can be analysed and calculated, but also the importance of a broader SCBA framework compared to the current, limited assessment framework for such an investment. The study shows that if, as is common in the current framework, only the two directly involved countries (Denmark and the Netherlands) would decide on the investment, the assessment, based on the Net Present Value (NPV) of the basic effects of the project would be negative for both countries. However, if other, third countries are also included in the assessment, some countries show a negative NPV whereas others have a positive NPV, while the total of all involved countries remains positive. This illustrates the importance of a broader, international consultation and regulation framework, including international allocation of costs and benefits for the assessment of an investment in interconnection.

The case study also illustrates the importance of an SCBA assessment framework, both on a national and international level, for assessing an investment in interconnection. In this specific study, some additional effects are small whereas others are large, some are positive (benefits) while others are negative (costs), and some additional effects are small/positive in one country and large/negative in other countries. The study shows that, depending on the specific situation and the country involved, including these effects can shift the assessment of an investment decision from negative in a restricted framework to positive in an SCBA analysis, or reversely.

1

Inleiding

Interconnectoren voor de verbinding tussen nationale netwerken zijn belangrijk voor de verdere integratie van het Europese elektriciteitsnetwerk. In het huidige afwegingskader worden investeringsbeslissingen ten aanzien van interconnectoren in Nederland genomen door de nationale netwerkbeheerder, TenneT, na goedkeuring door het Ministerie van Economische Zaken (EZ), gebaseerd op een advies van de Nederlandse Mededingingsautoriteit (NMa). Binnen dit kader baseert TenneT zijn investeringsbeslissingen in het bijzonder op de kosten en handelseffecten van de interconnector.

Een belangrijke beperking van dit kader is dat er relatief weinig aandacht wordt besteed aan andere overwegingen en (externe) effecten, zowel positief als negatief, zoals de effecten op meer marktintegratie en concurrentie, de voorzienings- en leveringszekerheid van elektriciteit, de inpassing van duurzame elektriciteit in het net, milieueffecten, de effecten op netwerkcongestie en op investeringen in nieuwe productiecapaciteit.

Bovendien neemt bij investeringen in nieuwe interconnectoren de rol van handelsopbrengsten waarschijnlijk af vanwege de resulterende prijsconvergentie tussen landen. Hierdoor leidt het huidige afwegingskader niet noodzakelijkerwijs tot voldoende investeringen in interconnectoren die per saldo optimaal bijdragen aan het verbeteren van de maatschappelijke welvaart, zowel nationaal als internationaal.

Een ander mogelijk bezwaar van het huidige afwegingskader is de grote mate van beleidsvrijheid voor partijen in de uitvoering van een kosten-batenanalyse (KBA) op het terrein van investeringen in interconnectoren. Daardoor ontstond in het verleden bij de beslissing over, bijvoorbeeld, de interconnectiekabel tussen Noorwegen en Nederland (NorNed) een uitgebreide discussie over de gehanteerde veronderstellingen tussen NMa en TenneT.

De vraag is nu hoe het afwegingskader en het daaraan gerelateerde reguleringskader dusdanig kunnen worden vormgegeven dat de nationale netwerkbeheerder, TenneT, voldoende investeringen in internetconnectie uitvoert die een netto positief effect

hebben op de maatschappelijke welvaart. Een dergelijk afwegingskader dient aan te sluiten bij de systematiek die binnen de EU wordt ontwikkeld voor de beoordeling van investeringen in grensoverschrijdende infrastructuur.

Tegen deze achtergrond heeft het Ministerie van EZ aan ECN en SEO Economisch onderzoek gevraagd om een studie te verrichten naar de vormgeving van het afwegings- en reguleringskader voor investeringen in interconnectoren. Dit rapport is het resultaat van deze studie.

Meer in het bijzonder luidt de centrale vraag van de onderhavige studie: *Hoe ziet een verbreed afwegings- en reguleringskader voor investeringen in interconnectoren eruit dat waarborgt dat deze investeringen optimaal zullen bijdragen aan de maatschappelijk welvaart in de betrokken landen?* Deze centrale vraag, samen met de bovengeschetste achtergrond, omvat de volgende, specifieke onderzoeksvragen:

- Zijn er naast de effecten in termen van investerings- en exploitatiekosten, handelsopbrengsten, consumenten- en producentensurplus en rendement voor de investeerder nog andere effecten van belang om te betrekken binnen het afwegingskader? Zo ja welke? Daarbij in elk geval overwegende de potentiële effecten voor nationale congestie, noodzakelijke investeringen elders in het Nederlandse netwerk, leveringszekerheid en inpassing van duurzaam.
- Hoe gaat een afwegingskader voor Nederland samen met een regionale context en afweging: kosten en baten treden op aan beide zijden van de interconnector en strekken verder dan de direct verbonden landen?
- Hoe gaat een afwegingskader samen met de Europese kaders, zoals in het infrastructuurpakket van ENTSO-E (richtlijnen MKBA) en volgens het derde energiepakket (Verordening 714/2009), waarin planning en afstemming steeds meer plaatsvindt op Europees niveau?
- Hoe volgt uit een afwegingskader met gebruik van een MKBA-methode een maatschappelijk optimale capaciteit van interconnecties?
- Welke nadere invulling voorzien ECN en SEO als het gaat om de verschillende rollen: vaststellen van randvoorwaarden (EZ), toezicht en regulering (NMa) en investeerder en uitvoerder (meestal TenneT met buitenlandse partner)?
- Het is steeds waarschijnlijker dat een investering in een interconnector niet kan worden terugverdiend op basis van congestieopbrengsten. Dit roept de vraag op in hoeverre er mogelijkheden bestaan tot herverdeling (bijvoorbeeld door middel van de tarieven) van het consumenten- en producentensurplus (baten bij afnemers en producenten van elektriciteit) ten gunste van de investeerder in de interconnector?
- In hoeverre kunnen in een afwegings-/reguleringskader, met gebruik van een MKBA-methode, de juiste efficiëntieprikkels worden ingebouwd, zoals in het Verenigd Koninkrijk met het zogenaamde 'Cap & Floor' systeem wordt beoogd?

Deze onderzoeksvragen worden in de volgende hoofdstukken behandeld. Meer in het bijzonder is de inhoud van de rest van dit (interim) rapport als volgt opgebouwd.

Hoofdstuk 2 geeft een nadere beschouwing van de achtergrond en beweegredenen van de onderliggende studie via een uiteenzetting van het huidige afwegingskader voor investeringen in interconnectoren, inclusief de huidige rolverdeling tussen de betrokken partijen, de belangrijkste tekortkomingen en beperkingen van het huidige kader,

evenals recente ontwikkelingen binnen de EU met betrekking tot de systematiek voor de beoordeling van investeringen in grensoverschrijdende infrastructuur.

Hoofdstuk 3 schetst vervolgens de belangrijkste elementen van een nieuw, breder afwegingskader, i.e. de Maatschappelijke Kosten-Baten Analyse (MKBA), inclusief de belangrijkste effecten en actoren die binnen een dergelijk MKBA kader worden onderscheiden en geanalyseerd met bijzondere aandacht voor de verschillen met huidige afwegingskaders.

Daarna analyseert hoofdstuk 4 het huidige reguleringskader met betrekking tot de exploitatie van investeringen in interconnectoren, evenals mogelijke aanpassingen in dit kader teneinde de maatschappelijke welvaartseffecten van dergelijke investeringen te verbeteren. In het bijzonder gaat dit hoofdstuk nader in op de volgende onderwerpen: netwerk planning en congestiemanagement, kostenallocatie tussen de betrokken partijen, efficiency- en investeringsprijkkels voor nieuwe interconnectoren, en de implicaties van een verbeterd afwegings- en reguleringskader voor de rolverdeling van betrokken partijen op nationaal, regionaal en EU niveau.

Hoofdstuk 5 past het ontwikkelde MKBA kader toe op een specifiek, concreet (maar deels gefingeerd en gestileerd) investeringsproject in interconnectie teneinde, ter illustratie, te laten zien hoe dit kader praktische functioneert en uitpakt.

2

Huidig afwegingskader: rolverdeling, beperkingen en recente EU ontwikkelingen

2.1 Huidig afwegingskader en rolverdeling

In het wetsvoorstel tot Wijziging van de Gaswet en de Elektriciteitswet 1998 (Tweede Kamer, vergaderjaar 2008-2009) heeft de Minister van Economische Zaken (EZ) een nieuwe procedure geïntroduceerd voor het beoordelings- en besluitvormingsproces ten aanzien van bijzondere investeringen in de aanleg of uitbreiding van het net (EZ, 2009; NMa, 2011).¹ Een belangrijk element van de nieuwe procedure is dat het besluit over nut en noodzaak van een bijzondere (vroeger: aanmerkelijke) investering is losgemaakt van de toetsing van de doelmatigheid en de besluitvorming over doorwerking van de netto kosten van de investeringen in de elektriciteitstarieven (met inbegrip van de financiering door veulings- of handelsopbrengsten in het geval van investeringen in interconnectoren). Hierdoor wordt het mogelijk om een vlotte besluitvorming over investeringen in de aanleg of uitbreiding van het net te bevorderen en om voorafgaand aan de realisatie daarvan aan netbeheerders duidelijkheid te geven over de vraag of de doelmatige kosten van dergelijke investeringen in de tarieven zullen worden verwerkt. Dit in het belang van de voorzieningszekerheid en een goede marktwerking (NMa, 2011).

Een ander belangrijk element van de nieuwe procedure is dat er een duidelijke scheiding wordt aangebracht in de rolverdeling en verantwoordelijk van de NMa versus de Minister van EZ ten aanzien van de beoordeling en besluitvorming over bijzondere investeringen in het net. In de situatie voor de wetswijziging stelde de NMa vast of de kosten van een uitbreidingsinvestering zouden worden meegenomen in de tarieven.

¹ In de Elektriciteitswet van 1998 wordt 'het net' als volgt omschreven: "één of meer verbindingen voor het transport van elektriciteit en de daarmee verbonden transformator-, schakel-, verdeel- en onderstations en andere hulpmiddelen, behoudens voor zover deze verbindingen en hulpmiddelen onderdeel uitmaken van een directe lijn of liggen binnen de installatie van een producent of van een afnemer" (EZ, 1998).

Daarmee gaf de NMa tevens een oordeel over nut en noodzaak van de investering. Aangezien alle betrokken partijen van mening waren dat een dergelijke afweging voor investeringen die van nationaal belang zijn hoort te worden gemaakt door de Minister is in de gewijzigde Elektriciteitswet bepaald dat de verantwoordelijkheid voor het besluit over nut en noodzaak van bijzondere investeringen berust bij de Minister van EZ terwijl NMa verantwoordelijk is voor de beoordeling en besluitvorming met betrekking tot de doelmatigheid van de kosten van de investering en de doorberekening in de tarieven.

Meer in het bijzonder, sinds de inwerkingtreding van de gewijzigde Elektriciteitswet ziet het afwegingskader voor bijzondere investeringen in interconnectoren – inclusief de huidige verdeling van taken en verantwoordelijkheden – er als volgt uit (EZ, 1998 en 2009):

- De nationale beheerder van het landelijke hoogspanningsnet, TenneT, is verantwoordelijk voor het ontwikkelen van voorstellen voor investeringen in interconnectoren. Overeenkomstig Artikel 20e van de Elektriciteitswet 1998 dient TenneT een voornemen tot investering in een interconnector zo spoedig mogelijk schriftelijk te melden aan de raad van bestuur van de NMa en aan het Ministerie van Economische Zaken (EZ).² Een strikte taak als verplichting tot investeringen in interconnectoren, en in het bijzonder tot in welke mate men dient te blijven investeren, is niet vastgelegd in wet- en regelgeving. TenneT is naast uitvoerder van de Elektriciteitswet ook een bedrijf met commerciële belangen dat op holding niveau streeft naar winstmaximalisatie voor de enige aandeelhouder, het Ministerie van Financiën, dat primair een gezonde bedrijfsvoering en een goed rendement van TenneT beoogt.
- De Minister van EZ besluit of de investering noodzakelijk is, gelet op het belang van een duurzame, betrouwbare en efficiënte energievoorziening. Voordat de Minister besluit, brengt NMa binnen vier weken nadat de melding is gedaan advies uit over het te nemen besluit. Kortom, nut en noodzaak van bijzondere investeringen door TenneT worden ex-ante beoordeeld door het Ministerie van EZ, met behulp van advies van NMa. Hiermee wordt de investeerder voor het verrichten van de investering zekerheid geboden over het terugverdienen van de doelmatige kosten van de investering.
- NMa beoordeelt achteraf de doelmatigheid van de kapitaals- en exploitatiekosten van de investering en besluit vervolgens in hoeverre de netto kosten of opbrengsten – met inbegrip van de veulings- en andere handelsopbrengsten – worden verwerkt in de tarieven.

² Bijlage I van de 'Regeling melding aanleg- of uitbreidingsinvestering' specificeert de gegevens die moeten worden overlegd als een voornemen tot een investering wordt aangemeld.

2.2 Beperkingen van het huidige afwegingskader

Het huidige afwegingskader voor investeringen in interconnectoren is in belangrijke mate meer gebaseerd op de maximalisatie van veilingopbrengsten voor de investeerder dan op de maximalisatie van de bijdrage aan de maatschappelijke welvaart. Meer in het bijzonder wordt het huidige afwegingskader gekenmerkt door de volgende beperkingen en tekortkomingen:

- Interconnectoren zorgen samen met marktkoppeling voor prijsconvergentie. Als er meer en meer prijsconvergentie optreedt, dan zijn er minder veilingopbrengsten voor de investeerder. Deze veilingopbrengsten zijn tot op heden echter wel de belangrijkste bron voor het terugverdienen van de investering en dus ook bij de overweging voor het doen van een nieuwe investering in interconnectoren.
- De afweging op basis van veilingopbrengsten komt ook tot uiting bij de bepaling van de capaciteit van de te realiseren interconnector. De investeerder wil veilingopbrengsten. Deze zijn er alleen als er congestie is. De capaciteit van de interconnector dient dus niet te groot te zijn, terwijl voor de maatschappij mogelijk een grotere capaciteit meer welvaart zou opleveren. De beheerder van een bestaande interconnector kan er zelfs belang bij hebben om investeringen in additionele interconnectiecapaciteit te vermijden teneinde een afname van bestaande veilingopbrengsten te voorkomen ('lock-in effect'; zie De Jong, 2009).
- Een andere beperking van het huidige afwegingskader betreft de inpassing van duurzame elektriciteit in het net. Een voorbeeld is het integreren van een investering in een interconnector en de aansluiting van een offshore windpark, zoals een van de opties bij de voorgenomen kabelverbinding tussen Denemarken en Nederland (Cobra). De veilingopbrengsten voor de interconnector zouden daar negatief door beïnvloed kunnen worden, en ook de veilingopbrengsten van andere al bestaande interconnectoren in Denemarken, Duitsland en Nederland, terwijl breed maatschappelijk gezien integratie mogelijk wel de meeste maatschappelijke waarde oplevert. Op basis van het bestaande afwegingskader in Nederland lijkt een Cobra kabel met integratie van het windpark er niet te kunnen komen. Vanuit een bedrijfseconomisch perspectief van TenneT en het huidige afwegingskader is dat logisch, maar vanuit maatschappelijk oogpunt lijkt dat minder wenselijk.
- Ook allerlei andere belangen en effecten van investeringen in interconnectoren worden vaak onvoldoende, niet juist of zelfs in zijn geheel niet meegenomen in het huidige afwegingskader, zoals de effecten op marktintegratie, leveringszekerheid, efficiency (zowel productieve, allocatieve en dynamische efficiency effecten), nationale congestie, de effecten op het landelijke hoogspanningsnet, de noodzaak tot netverzwaring of –uitbreiding, de effecten op investeringen in nieuwe opwekkingscapaciteit, en milieu- of andere externe effecten.

Een ander, breder afwegingskader

Gegeven bovenstaande beperkingen lijkt het huidige afwegingskader voor investeringen in interconnectoren geen maatschappelijk houdbaar model en dient er gestreefd te worden naar een ander, breder afwegingskader waarin, naast investeringskosten en veilingopbrengsten, bovengenoemde maatschappelijke effecten en overwegingen beter worden meegenomen. Als we echter een bredere, maatschappelijke afweging nastreven dan zal ook de taak en de verantwoordelijkheid van TenneT daarop moeten worden aangepast, evenals het beoordelings-, advies- en besluitvormingskader van de

Nederlandse autoriteiten (EZ, NMa). Een andere implicatie is dat ook het reguleringskader voor investeringen in interconnectoren zal moeten worden aangepast, bijvoorbeeld door het wijzigen van de allocatie van de kosten op basis van de baten tussen betrokken landen en partijen, of door het genereren van additionele inkomsten naast (afnemende) veilingopbrengsten, zoals verwerking van de kosten in de transporttarieven of mogelijk op termijn ook deels in de producententarieven (zie paragraaf 4.2).

In hoofdstuk 3 analyseren we de mogelijkheden voor een verbreed maatschappelijk afwegingskader, in het bijzonder de Maatschappelijke Kosten-Batenanalyse (MKBA) voor investeringen in interconnectoren, terwijl we in hoofdstuk 4 de implicaties analyseren voor het bijbehorende reguleringskader. Maar eerst beschouwen we in de volgende paragraaf nog enkele recente ontwikkelingen op EU en regionaal niveau ten aanzien van de wet- en regelgeving met betrekking tot het afwegingskader voor investeringen in interconnectoren.

2.3 Recente EU ontwikkelingen ten aanzien van het afwegingskader

2.3.1 Inleiding

De Europese Unie heeft sinds eind jaren '90 verschillende pakketten wetgeving aangenomen om een interne energiemarkt (IEM) tot stand te brengen. Het derde en laatste energiepakket dateert uit 2009 en betreft voor de elektriciteitssector richtlijn 2009/72/EC welke de kaders voor het IEM beschrijft, EC verordening Nr. 713/2009 over de oprichting en taken van ACER (the Agency for the Cooperation of Energy Regulators) en EC Verordening Nr. 714/2009 over toegang tot het netwerk voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit.

Verordening 714/2009 bepaalt dat ENTSO-E elke twee jaar een niet-bindend netwerkontwikkelingsplan voor de komende 10 jaar (10YNDP) dient te ontwikkelen en publiceren (artikel 8 lid 3). ACER dient vervolgens een advies op te stellen over samenhang tussen het nationale 10 jarige netwerkontwikkelingsplan en het EU brede netwerkontwikkelingsplan. Bij inconsistenties kan ACER indien nodig wijzigingen aanbevelen van het nationale plan of het EU plan (artikel 8 lid 11).

In aanvulling hierop bereidt de Europese Commissie nieuwe wetgeving op het gebied van energie-infrastructuur voor om de Europese energiedoelstellingen van marktintegratie, duurzaamheid en voorzieningszekerheid beter te kunnen bereiken. Gegeven de daarvoor benodigde en toenemende interacties tussen lidstaten, beoogt de EC het beleid meer dan voorheen op Europees niveau te coördineren. Zij heeft twee nieuwe voorstellen gedaan met het Energy Infrastructure Package (EIP). Eén voorstel richt zich op richtsnoeren voor trans-Europese energie-infrastructuur (EC, 2011a), een

ander voorstel op de financiering hiervan door vaststelling van de Connecting Europe Facility (EC, 2011b).

Onderdeel van het eerste beleidsvoorstel is de uitvoering van projecten van gezamenlijk Europees belang ('Projects of Common Interest' of PCI's). Voor de selectie van deze projecten wordt een proces voorgesteld waarbij één uniforme EU methode voor kosten-baten analyse (KBA) een belangrijke rol zal spelen. Deze methode vervangt de TEN-E selectiemethode die zich kenmerkte door een grote hoeveelheid projecten die op basis van veel criteria werden geïdentificeerd, en die daarmee gevoelig was voor politieke overwegingen. Daarnaast voorziet het beleidsvoorstel in maatregelen gericht op het stroomlijnen en versnellen voor PCI's in vergunningsprocedures en publieke participatie, investeringsprikkels en kostenallocatie tussen landen.

Het tweede beleidsvoorstel beoogt bestaande barrières voor financiering van infrastructurele projecten van EU belang weg te nemen door een Europees fonds met middelen voor projecten op onder meer energiegebied. Dit fonds vervangt de TEN-E financieringsmethode die een grote versnippering van middelen met zich meebracht alsook een zeer beperkt budget voor de financiering van projecten zelf (veelal werden alleen studies voor deze projecten gefinancierd). Voor financiering van PCI's is een reservering van 9,1 miljard euro voorgesteld voor de periode 2014-2020.

2.3.2 Ontwerpverordening COM(2011) 658 finaal

Het eerste beleidsvoorstel heeft gevolgen voor de positie van het Nederlandse afwegingskader voor investeringen in netwerkinfrastructuur. De afweging zal bij acceptatie van het beleidsvoorstel namelijk in toenemende mate op Europees niveau worden gemaakt, waardoor de ruimte voor een Nederlandse afweging wordt beperkt.

Laten we eerst kijken naar de definitie van PCI's en hoe potentiële PCI's worden geselecteerd voor beoordeling. Ontwerpverordening COM(2011) 658 finaal definieert projecten van gemeenschappelijk Europees belang (Projects of Common Interest, PCI's). Artikel 4 van de ontwerpverordening stelt dat projecten van gemeenschappelijk belang moeten voldoen aan de volgende algemene criteria:³

'(a) het project is noodzakelijk voor de tenuitvoerlegging van de in bijlage I genoemde prioritaire corridors en gebieden van de energie-infrastructuur; en
(b) het project is levensvatbaar op economisch, maatschappelijk en milieugebied; en
(c) bij het project zijn minimaal twee lidstaten betrokken, hetzij doordat het op directe wijze de grens van één of meer lidstaten overschrijdt, hetzij doordat het gelegen is op het grondgebied van één lidstaat maar een aanzienlijk grensoverschrijdend effect heeft zoals bedoeld in bijlage IV, punt 1.'

Voor de beoordeling van de levensvatbaarheid van een project op economisch, maatschappelijk en milieugebied schrijft de verordening een gemeenschappelijke KBA methodologie voor. De uitwerking van deze KBA methodologie laat echter zien dat een

³ Daarnaast worden er specifieke criteria genoemd die in bijlage IV van de ontwerpverordening verder worden gedefinieerd.

mix van een KBA met een multi-criteria analyse (MCA) beoogt wordt.⁴ Een MCA kent diverse nadelen ten opzichte van een KBA: scores op verschillende criteria worden geaggregeerd met behulp van subjectieve gewichten, het resultaat is zonder dimensie omdat effecten in verschillende grootheden (euro's, kW, kWh) zijn uitgedrukt, en dubbeltellingen zijn moeilijker te voorkomen vanwege het gebruik van ongelijksoortige criteria.

Bijlage IV schrijft voor om aansluiting te zoeken bij de analyse gemaakt in het laatste beschikbare tienjarige netwerkontwikkelingsplan voor elektriciteit (10YNDP van ENTSO-E). ENTSO-E heeft begin 2012 een voorlopige methodologie voor beoordeling van netwerkversterkingen op EU niveau ontwikkeld. Het betreft een multi-criteria analyse met simpele indicatoren waarbij effecten met kleuren worden aangeduid (de 'stoplichtmethode'). Deze methode is door ACER gekwalificeerd als 'the very first steps towards a cost-benefit analysis methodology' (ACER website). ENTSO-E heeft recent een update van deze methodologie gepubliceerd (ENTSO-E, 2012a en 2012b) waarin indicatoren zoveel mogelijk worden gekwantificeerd en gemonetariseerd. Voor drie typen externaliteiten acht ENTSO-E dit echter niet haalbaar.

Het eerste type betreft externaliteiten met kleine kans van optreden en hele grote consequenties zoals 'disaster and climate resilience'. Het tweede type zijn externaliteiten waarvoor niet in alle EU landen waardes bestaan, zoals de Value Of Lost Load (VOLL). Het derde type zijn milieu-externaliteiten met gevolgen voor landschap en biodiversiteit die lastig te moneteriseren zijn. In november heeft een workshop over de voorgestelde methodologie plaatsgevonden voor stakeholders. ACER en de EC dienen nog advies uit te brengen over de methodologie (artikel 12). De methodologie bevindt zich dus nog in het draft stadium. Verder worden er verschillende onderzoeken uitgevoerd naar de CBA methodologie, waaronder het onderzoek van het FP7 THINK project in opdracht van de Europese Commissie.⁵

Omdat ENTSO-E al een lijst van EU projecten opstelt voor het 10YNDP streeft de EC naar identificatie van potentiële PCI's op basis van de 10YNDP lijst. Als de KBA eenmaal wordt uitgevoerd (naar verwachting is de methode pas eind 2013 beschikbaar) dan zullen PCI's exclusief op basis van het TYNDP geïdentificeerd worden. Omdat de KBA methodologie zowel wordt toegepast voor identificatie van projecten voor het TYNDP alsook voor toekenning van het PCI label, zullen veel projecten uit het TYNDP ook de PCI status krijgen (tenzij een lidstaat hiermee niet akkoord gaat, zie volgende paragraaf). Vooruitlopend daarop zijn consultants nu bezig om de eerste lichter PCI's te identificeren voor Regionale Groepen op basis van zowel de laatste TYNDP als EC enquêtes en door de huidige KBA methodologie van de ontwerpverordening te gebruiken. De eerste PCI lijst is volgens de huidige planning eind 2012 gereed.

De ontwerpverordening voorziet dat Regionale Groepen van stakeholders uit meerdere landen de voorstellen voor PCI's binnen hun regio evalueren. Regionale Groepen bestaan uit zowel nationale als EU vertegenwoordigers namelijk nationale regulerende instanties (NRA's), nationale TSO('s), nationale overheden, project promotoren, ENTSO-

⁴ Zie b.v. artikel 4(4).

⁵ Gegeven dat inwerkingtreding van de verordening niet eerder zal zijn dan op 1 januari 2013, is op basis van Artikel 12 van de ontwerpverordening inwerkingtreding van de kosten-baten methodologie niet eerder mogelijk dan rond 15 november 2013, indien alle deadlines gehaald worden.

E, ACER en de EC. Zij dienen '... gebaseerd te zijn op elke prioritaire corridor of prioritair gebied en het desbetreffende geografische bereik als genoemd in bijlage I', artikel 3 (2).

Bijlage IV stelt als voorwaarde om bij beoordelen van de effecten van een PCI het analysegebied als gedefinieerd in punt 10 van bijlage V te gebruiken: 'In de methodologie wordt een analysegebied afgebakend voor de kostenbatenanalyse van elk afzonderlijk project, evenals een gebied voor de analyse op het niveau van de regio of de gehele Unie. Het analysegebied van een specifiek project omvat alle lidstaten en derde landen op het grondgebied waarvan het project wordt uitgevoerd, alle directe naburige lidstaten en alle andere lidstaten die op aanzienlijke wijze de effecten van het project voelen.'

Uit criterium c) volgt dat het project niet per definitie een grensoverschrijdende verbinding hoeft te zijn, maar dat ook nationale projecten met een aanzienlijk grensoverschrijdend effect voor de PCI status in aanmerking kunnen komen. Een aanzienlijk grensoverschrijdend effect wordt in bijlage IV voor elektriciteitstransmissieprojecten gedefinieerd als: 'het project wijzigt de transmissiecapaciteit van het net aan de grens van die lidstaat met één of meer andere lidstaten, of aan elke andere relevante dwarsdoorsnede van diezelfde transmissiecorridor met als gevolg een toename van de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit, met minimaal 500 MW ten opzichte van de situatie zonder uitvoering van het project'.⁶ Concreet betekent dit dat niet alleen investeringen in de interconnector zelf, maar ook investeringen in het nationale netwerk om de interconnectiecapaciteit te vergroten belangrijk zijn voor het bepalen van een aanzienlijk grensoverschrijdend effect. Een netwerkrestrictie in een lidstaat kan het volledig gebruik van een interconnector belemmeren (vb. interconnector Nederland-België (Zandvliet) waarbij TenneT regelmatig naar voren heeft gebracht dat de interconnectiecapaciteit niet verder kon worden verhoogd door restricties aan Belgische zijde). Meer in het algemeen lijkt congestie binnen lidstaten te worden opgelost door de interconnectiecapaciteit te beperken (Supponen, 2012).

Binnen landen wordt vrijwel uitsluitend gebruik gemaakt van wisselstroomverbindingen om elektriciteit te transporteren.⁷ In een wisselstroomnetwerk volgt elektriciteit de weg van de minste weerstand en zijn elektriciteitsstromen maar in beperkte mate te sturen. Daardoor is het mogelijk dat nationale projecten een minimale impact van 500 MW op de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit hebben. Dit zou betekenen dat nationale netwerkuitbreidingen de PCI status zouden kunnen verkrijgen. TenneT heeft echter aangegeven dat de inschatting is dat er met de huidige draft en interpretatie van de regulering weinig tot geen mogelijkheid is om voor projecten als Noordwest 380 kV en Zuidwest 380 kV de PCI-status te verkrijgen, aangezien de assessment wordt gebaseerd op harde feiten met betrekking tot de uitbreiding van de grensoverschrijdende capaciteit en betrokkenheid van twee lidstaten. Blijkbaar leiden deze projecten niet tot een uitbreiding van de grensoverschrijdende transmissiecapaciteit van minimaal 500 MW.

⁶ De tekst weerspiegelt de laatste publieke versie van de onderhandelingen over de ontwerpverordening (REV 6) van 6 september 2012.

⁷ Er zijn uitzonderingen, b.v. in Denemarken is een DC verbinding aangelegd om het westelijke en oostelijke deel van het land die worden gescheiden door water (Storebelt) met elkaar te verbinden. Deze netwerkdelen worden overigens afzonderlijk bedreven: het westelijke deel van Denemarken vormt onderdeel van UCTE, het oostelijke deel van Nordel.

2.3.3 Gevolgen van ontwerpverordening COM(2011) 658 finaal voor het Nederlandse afwegingskader

Een Nederlands afwegingskader voor investeringen in interconnectoren is zinvol voor:

- Positiebepaling van Nederlandse overheid en toezichthouder NMa Energiekamer in één of meerdere regionale groepen waarvan Nederland deel uitmaakt. In het geval de gekozen KBA methodologie in EU verband onvoldoende objectief is en/of onvoldoende rekening houdt met de impact op Nederland kan de positie van Nederland in de Regionale groep worden gebaseerd op het eigen afwegingskader. Geadviseerd wordt om het Nederlandse afwegingskader niet te beperken tot interconnecties maar uit te breiden tot projecten binnen Nederland met significante grensoverschrijdende effecten, zodat de positie van Nederland binnen de regionale groep(en) voor deze projecten ook onderbouwd kan worden.
- In het geval dat er binnen een regionale groep op basis van meerderheid beslist wordt en de beslissing van de groep als geheel ingaat tegen het Nederlandse standpunt, heeft Nederland de mogelijkheid om goedkeuring aan een individueel projectvoorstel te onthouden.⁸ Artikel 3 (3) van de verordening schrijft namelijk voor dat elk individueel voorstel voor een PCI de goedkeuring vraagt 'van de lidstaat of de lidstaten op het grondgebied waarvan het project betrekking heeft'. Dit hangt samen met artikel 171 (1) van het Verdrag betreffende de werking van de Europese Unie waardoor de EU richtsnoeren en andere maatregelen dient vast te stellen overeenkomstig de medebeslissingsprocedure.
- Voor projecten die niet zijn geïdentificeerd als PCI, bijvoorbeeld omdat ze niet voorzien zijn in de prioritaire corridors en gebieden van de energie-infrastructuur op basis van artikel 4 lid a van de verordening, is het Europese afwegingskader niet van toepassing en kan het nationale afwegingskader gebruikt worden als objectief startpunt voor dialoog of onderhandeling met een andere lidstaat. De prioritaire corridors zijn echter vooralsnog breed gedefinieerd (zie bijlage I), zodat veel Nederlandse projectvoorstellen wel onderworpen lijken te worden aan het Europese afwegingskader.

⁸ Bijlage 3 (lid 1, sub 2) schrijft voor dat de organisatie moet plaatsvinden op basis van regionale samenwerkingsinspanningen / verbanden gedefinieerd in bestaande wetgeving.

3

Naar een breder afwegingskader: de MKBA

De achtergrond van het MKBA-afwegingskader is het streven naar een optimale maatschappelijke interconnectiecapaciteit. Dit betekent dat alle investeringen waarvoor de maatschappelijke baten de maatschappelijke kosten overtreffen doorgang zouden moeten vinden. Dit kan andere beslissingen opleveren dan zonder dit kader indien de investeerder (TenneT) momenteel niet alle maatschappelijke baten en kosten volledig meeneemt in de investeringsbeslissing. De investeerder genereert mogelijk baten die niet worden terugverdiend, maar elders terechtkomen en de investeerder genereert mogelijk kosten die niet in de beslissing worden meegewogen. Een vraag is of de huidige regulering hier deels oorzaak van is, en of veranderingen in de regulering dit kunnen verhelpen. Dat is het onderwerp van Hoofdstuk 4.

Het uitgangspunt van het MKBA-kader is dat er een investering in interconnectie wordt overwogen. De te beantwoorden vraag luidt: als die investering plaatsvindt, welke kosten en baten heeft dat tot gevolg? Hoe kunnen deze worden geschat en gewaardeerd? In hoeverre kan een theoretisch ideale berekening in de praktijk daadwerkelijk worden toegepast, en voor zover dat niet kan, wat is dan de praktische oplossing hiervoor?

Een zeer relevante vraag is bij wie de kosten en de baten terechtkomen (inclusief het buitenland). Dit is deels afhankelijk van de heersende huidige regulering in Nederland en de EU (zie Hoofdstuk 4). Hantering van een MKBA-afwegingskader inclusief 'actoranalyse' maakt twee zaken duidelijk. Allereerst of de aanwezige informatie duidt op een investering in interconnectiecapaciteit die een netto positief maatschappelijk welvaartseffect teweegbrengt. En ten tweede of de verdeling van kosten en baten erop wijst dat een maatschappelijk (on)gewenste investering al dan niet tot stand komt.

Leeswijzer

Dit Hoofdstuk is als volgt opgebouwd. Paragraaf 3.1 geeft een korte, algemene inleiding op het beleidsevaluatie-instrument Maatschappelijke Kosten-Batenanalyse (MKBA). Paragrafen 3.2 t/m 3.5 bevatten het MKBA-kader voor investeringen in interconnectie. Behandeld worden nul- en projectalternatief en scenario's (paragraaf 3.2), kosten en

effecten (paragraaf 3.3), actoranalyse en gevoeligheidsanalyse (paragraaf 3.4) en de netto contante waarde en presentatie van uitkomsten (paragraaf 3.5). De Bijlagen bij dit hoofdstuk gaan dieper in op enkele berekeningsmethoden. Paragraaf 3.3 vormt het hart van het kader, vanwege de berekening van effecten. Paragraaf 3.6 sluit dit Hoofdstuk af met een samenvattende tabel met adviezen voor het wel of niet meenemen van effecten en of effecten kwalitatief, kwantitatief of monetair kunnen worden meegenomen.

3.1 Inleiding op de MKBA

Een Maatschappelijke Kosten-Batenanalyse geeft inzicht in alle maatschappelijk relevante effecten van een investering. Dit is een bredere afweging dan alleen de kosten en baten voor één actor, en eveneens breder dan alleen ‘financiële’ effecten. Omwille van de vergelijkbaarheid worden effecten zoveel mogelijk in euro’s uitgedrukt, met dien verstande dat de gebruikte ‘prijzen’ de maatschappelijke waarde(ring) dienen te reflecteren. Drie kernelementen van een MKBA zijn daarmee volledigheid, maatschappelijke welvaart en vergelijkbaarheid.

Een MKBA probeert enerzijds te voorkomen dat effecten dubbel worden geteld, anderzijds dat effecten (bijvoorbeeld zonder marktprijs) worden ‘vergeten’. Actoranalyses en indelingen in effecten (bijvoorbeeld direct en indirect) kunnen hierbij behulpzaam zijn. Essentieel is het onderscheid tussen welvaartseffecten (wel netto baat of kost voor de maatschappij als geheel) en verdelingseffecten (geen netto baat of kost voor de maatschappij als geheel). De maatschappelijke kosten en baten tellen mee voor de vraag of een investering de maatschappelijke welvaart verhoogt, de verdeling van kosten en baten kan bijvoorbeeld relevant zijn voor de vraag of een investeerder voldoende prikkels ervaart om de maatschappelijk optimale beslissing te nemen.⁹

In Nederland heeft de introductie van de “OEI-leidraad” een belangrijke rol gespeeld in het toepassen van MKBA als beleidsevaluatie-instrument. OEI staat voor Overzicht Effecten Infrastructuur. De termen OEI en MKBA worden ook wel door elkaar gebruikt. De nadruk ligt op het overzicht van effecten, waarbij het streven is deze zoveel mogelijk in euro’s uit te drukken, maar waar ook de effecten die niet kunnen worden gemonetariseerd een plaats krijgen.¹⁰ Een risico is hier dat niet-gemonetariseerde effecten moeilijk vergeleken kunnen worden met de gemonetariseerde, en ook dat ze niet het juiste gewicht krijgen. Dit hoofdstuk gaat uit van de basisinzichten uit de oorspronkelijke OEI-leidraad uit 2000, de aanvullingen hierop uit 2004 en latere inzichten.

⁹ Daarnaast kan de vraag spelen of er een uiteindelijk effect van een investering is op de verdeling van de welvaart in Nederland. Een verschuiving van de verdeling van de welvaart wordt in de Nederlandse MKBA-praktijk niet in monetaire termen uitgedrukt. Wél geeft een MKBA, zeker indien die met een actoranalyse gepaard gaat, handvatten om in te schatten of er sprake zal zijn van herverdelingseffecten. Het belang daarvan dient vervolgens buiten de MKBA te worden gewogen.

¹⁰ Sommige effecten (met een marktprijs) worden op natuurlijke wijze al in euro’s uitgedrukt. Voor alle andere effecten geldt dat een welvaartseffect bestaat uit het effect in eigen termen maal de monetaire waarde ervan (de reflectie van maatschappelijke waarde).

Een MKBA bevat gewoonlijk de volgende stappen:

- Vaststelling van de te analyseren investering (“projectalternatief”);
- Vaststellen van de wereld zonder investering (“nulalternatief”);
- Opstellen van een ‘long list’ met mogelijke kosten en effecten (in het projectalternatief ten opzichte van het nulalternatief), en van relevante actoren.
- Schatten van de kosten die benodigd zijn voor de investering;
- Schatten welke effecten daadwerkelijk zullen optreden en wat de omvang daarvan zal zijn (‘kwantificering’);
- Waarderen van effecten, namelijk het in euro’s uitdrukken (‘monetarisering’);
- Het contant maken van bedragen die in de toekomst vallen;¹¹
- Het berekenen van de netto contante waarde: de contant gemaakte baten minus de contant gemaakte kosten;
- Scenario-analyse;
- Gevoeligheidsanalyse;
- Presentatie en interpretatie van resultaten.

Het MKBA-kader dat in de volgende paragrafen wordt uiteengezet gaat in het bijzonder in op project- en nulalternatief, op actoren en op welke effecten hoe zijn mee te nemen. Naast de meer algemene inzichten uit de Nederlandse OEI- en MKBA-praktijk wordt gebruik gemaakt van recente (en voorlopige) ENTSO-E- richtlijnen voor MKBA’s van netwerkinvesteringen¹², relevante MKBA-studies over interconnecties en De Nooij (2011). Het vervolg van deze paragraaf behandelt indelingen in effecten en in actoren.

3.1.1 Indeling in effecten

Veelgebruikte indelingen in effecten bij MKBA’s zijn direct versus indirect en extern (ongeprijsd) versus geprijsd. Het eerste onderscheid gaat over actoren en heeft als doel effecten die meteen voortvloeien uit de investeringsbeslissing (‘direct’) te onderscheiden van effecten die optreden als gevolg van het doorgeven van effecten (‘indirect’), bijvoorbeeld naar andere markten. Hierbij is het zeer relevant of de indirecte effecten enkel een doorgifte zijn van een bestaand effect (niet additioneel) of dat bij de doorgifte effecten worden vergroot of verkleind (wel additioneel). Ook geeft dit inzicht bij wie uiteindelijk de effecten terechtkomen, iets wat nóg duidelijker wordt als een actoranalyse wordt opgesteld: een overzicht van alle kosten en effecten en bij wie deze terechtkomen. Het tweede onderscheid betreft de vraag of beslissers effecten op anderen meenemen in hun beslissing; als het antwoord nee is betreft het externe effecten. Dit is relevant omdat het kan wijzen op maatschappelijke effecten die wel degelijk optreden, maar niet worden meegewogen in beslissingen, bijvoorbeeld omdat er geen marktprijs voor bestaat.

Directe effecten worden vaak gedefinieerd op basis van de markt waarop een investering betrekking heeft, of op de direct betrokkenen (investeerder/eigenaar en ‘gebruikers’) van de ‘projectdiensten’. Een zinvolle invulling van directe effecten in het geval van investeringen in interconnecties lijkt de *aanbodkant* van de elektriciteitsmarkt: de productie, handel, distributie en transmissie van elektriciteit.

¹¹ De hoogte van de discontovoet speelt hierbij een belangrijke rol.

¹² ENTSO-E (2012b). Deze is opgesteld naar aanleiding van een aangenomen EU-voorstel over gemeenschappelijke berekeningswijzen en is nadrukkelijk een combinatie van MKBA en MCA: ‘multi-criteria cost benefit analysis’.

Indirecte effecten zijn dan de effecten voor *afnemers* van elektriciteit, en effecten op andere actoren (de overheid, de consument als afnemer van 'milieudiensten'). In het MKBA-kader zullen we de termen *aanbodkant* en *afnemers* hanteren.

De economische definitie van externe effecten gaat uit van effecten (op anderen) waar een beslisser geen rekening mee houdt. Bijvoorbeeld: baten die wel optreden, maar een investeerder niet toekomen, zijn voor die investeerder externe effecten. De juiste prikkels krijg je bij het internaliseren van zulke externe effecten. Externe effecten kunnen overigens zowel direct als indirect zijn.

3.1.2 Actoren

Een te maken keuze in iedere MKBA is hoe de effecten worden toegewezen aan actoren. In dit kader speelt het buitenland een belangrijke rol, per definitie vanwege het grensoverschrijdende karakter, maar ook door het netwerkarakter van investeringen, waardoor effecten zich in vele landen kunnen voordoen. Een eerste overzicht van actoren staat hieronder. Hierbij kan telkens onderscheid worden gemaakt tussen Nederland, het land waarmee de interconnectie tot stand komt en alle andere landen. In het afwegingskader gaan we verder in op de mogelijkheden en wenselijkheden om telkens onderscheid te maken naar actoren (Paragraaf 3.4).

Aanbodkant elektriciteit:

- Beheerders hoogspanningsnet: de investeerders in interconnectie (in Nederland: TenneT);
- Beheerders midden- en laagspanningsnet (in Nederland: acht netbeheerders, waarvan drie grootschalige en vijf kleinschalige);
- Producenten van elektriciteit:
 - o Productie door grote energiecentrales;
 - o Decentrale productie door energieverbruikers: consumenten (huishoudens) en producenten (grootgebruikers: industrie, gebouwde omgeving en kassen met eigen opwekking);
- Handelaren en leveranciers: verkopers zoals *brokers*; energieleveranciers; (onafhankelijke en als onderdeel van verticaal geïntegreerde bedrijven).

Afnemers van elektriciteit:

- Producenten van goederen en diensten;
- Consumenten, als:
 - o afnemers van elektriciteit;
 - o afnemers van producten en diensten.

Overig:

- De overheid;
- Het milieu (in feite consumenten als 'afnemers van milieudiensten').

Bij de aanbodkant van de elektriciteitsmarkt gaat het om het uiteindelijke effect op de winst van ondernemingen (de verandering in het 'producentensurplus'). Bij afnemers van elektriciteit is een voor de hand liggend onderscheid dat tussen producenten van goederen en diensten (eveneens het uiteindelijke effect op de winst van ondernemingen) en huishoudens ('consumentensurplus'). Bij de huishoudens lopen de

effecten via een veranderde prijs van elektriciteit (vanwege de elektriciteitsconsumptie), via de waardering van leveringszekerheid ('kwaliteit') en via de prijs en het aanbod van goederen en diensten die elektriciteit als input gebruiken.

De bij interconnecties gebruikte modellen berekenen in de regel generiek effecten voor afnemers van elektriciteit, dat wil zeggen zonder onderscheid naar huishoudens en producenten van goederen en diensten. Voor de berekening van het totale effect is dit niet van essentieel belang. Stel dat de elektriciteitsprijs als gevolg van een interconnectie daalt. Hierdoor zou de elektriciteitsrekening van huishoudens lager kunnen uitpakken. Ook dalen hierdoor de kosten van productie van goederen en diensten. Een producent van goederen en diensten bepaalt op basis van de lagere elektriciteitsprijs een nieuwe prijs-hoeveelheidscombinatie op zijn aanbodcurve, gegeven de voorkeuren van consumenten. Bij een concurrerende markt dalen de prijzen en stijgen de hoeveelheden. De 'winst' komt voor een deel bij de producenten van goederen en diensten terecht (in de vorm van toegenomen winst) en voor een deel bij de consumenten (via lagere prijzen).

Het onderscheid binnen afnemers tussen huishoudens en producenten van goederen en diensten kan om twee redenen van belang zijn. Ten eerste als de verdeling van kosten en baten tussen deze partijen afnemers van belang wordt geacht. Zie hierover Paragraaf 3.4. Ten tweede als bij voorbaat wordt verwacht dat effecten via het aanbod van goederen en diensten worden vergroot of verkleind. Dit kan het geval zijn als de markt voor goederen en diensten wordt gekenmerkt door marktimperfecties. In dat geval kan de vraag worden gesteld hoe veranderingen in de elektriciteitsprijs interacteren met marktimperfecties. Dit MKBA-kader gaat op dat complexe vraagstuk niet nader in en veronderstelt daarmee noch een vergroting, noch een verkleining van effecten via de productie van goederen en diensten.

3.2 Het MKBA-kader: alternatieven en scenario's

3.2.1 Alternatieven en gedragsreacties

Het *nulalternatief* is in dit MKBA-kader de meest waarschijnlijke situatie op de elektriciteitsmarkt gegeven dat de onderzochte investering in interconnectie niet plaatsvindt. Het uitgangspunt is de huidige situatie, betreffende onder meer het huidige netwerk, de huidige interconnecties, de export en import van elektriciteit en de huidige regulering. Voor de berekening van effecten in de toekomst zijn scenario's nodig; zie hieronder.

Het *projectalternatief* betreft de te analyseren investeringsbeslissing. De beschrijving van het projectalternatief bevat alle gegevens die nodig zijn om te kunnen schatten wat de bijbehorende kosten zullen zijn (binnen- en buitenlands deel), wanneer de investering plaatsvindt (inclusief 'aanlegtijd'), wanneer de interconnectie tot stand komt, wat de capaciteit is van de interconnectie en welke netwerken in welke landen direct worden verbonden.

Alternatieve manieren om het doel van de investering in een specifieke interconnectie te bewerkstelligen zouden ook als projectalternatieven kunnen of zelfs moeten dienen. De reden daarvoor is dat er alternatieven voor de interconnectie kunnen zijn die een hoger maatschappelijk baten-kostensaldo kennen. Als deze niet worden bekeken, kan uit enkel de analyse van één interconnectie mogelijk onterecht de conclusie worden getrokken dat dit, bij een positief saldo, 'het beste' is voor de maatschappij.

Een investering in elektriciteitsproductie in eigen land is echter geen overheidsbeslissing en wordt daarom als 'gedragsreactie' gezien in dit MKBA-kader. In het algemeen zijn effecten afhankelijk van gedragsreacties, inclusief investeringsbeslissingen. Zie daarover verder paragraaf 3.3.

3.2.2 Toekomstonzekerheden: scenario's

Kosten en effecten kunnen afhankelijk zijn van de 'toestand van de wereld'. Alles wat wél invloed heeft op kosten en baten, maar géén onderdeel is van het investeringsproject, en ook niet door het project wordt beïnvloed, behoort tot de 'omgeving' van een project, een omgeving die vaak onzeker is.¹³ Over de toestand van de wereld worden daarom meestal veronderstellingen gemaakt. Een verzameling veronderstellingen wordt dan aangeduid met een "scenario". Dit kan zowel economische grootheden betreffen zoals economische groei, als beleidsonzekerheden zoals toekomstige EU-regelgeving. Daarnaast kan er ook binnen een scenario sprake zijn van onzekerheid: de inschatting van effecten en de waarderingen van effecten zijn nooit 100% zeker. Hiervoor bestaan verschillende oplossingen, in het bijzonder het werken met *bandbreedtes* en het onderzoeken hoe gevoelig uitkomsten zijn voor variaties in de inschatting van effecten en waarderingen (gevoeligheidsanalyses; zie Paragraaf 3.4).

Het werken met verschillende toekomstscenario's heeft als doel inzichtelijk te maken in hoeverre uitkomsten afhankelijk zijn van onzekere toekomstbeelden. Als in ieder scenario de uitkomsten dezelfde kant op wijzen (negatief effect op maatschappelijke welvaart, effect rond de nul, positief effect), is de beslissing blijkbaar niet afhankelijk van het specifieke toekomstbeeld. Als de uitkomsten uiteenlopen, wijst dit op een risico in de te nemen beslissing. Deze mogelijke risico's komen goed in beeld als de gehanteerde scenario's voldoende van elkaar verschillen en realistische toekomstbeelden betreffen. Bij voorkeur loopt de mate van realisme tussen scenario's niet ver uiteen. Tegelijkertijd is het zaak de scenario's zó in te richten dat er ten minste naar verwachting een scenario is dat weinig gunstig is voor de uitkomsten en een scenario dat meer gunstig is voor de uitkomsten.

Factoren die worden beïnvloed door de investering kunnen geen onderdeel zijn van een vast toekomstscenario. Dit betekent een indeling in variabelen die 'exogeen' zijn (losstaan van het project) en variabelen die 'endogeen' zijn (bepaald door het wel of niet doorgaan van een project). In de praktijk worden variabelen die waarschijnlijk geen grote reactie hebben op het uitvoeren van het project, maar de uitkomsten wel beïnvloeden, onder de exogene variabelen geschaard. Economische groei is hier een

¹³ In de praktijk betekent het werken met toekomstscenario's onder meer dat er een keuze wordt gemaakt tussen factoren die de uitkomst waarschijnlijk niet in belangrijke mate beïnvloeden, en factoren die dat wel doen. De laatstgenoemde factoren, voor zover geen onderdeel van het investeringsproject en niet door het project beïnvloed, worden dan tussen de verschillende scenario's gevarieerd.

goed voorbeeld van. Economische groei beïnvloedt de vraag naar elektriciteit. De aanname is dat de uitvoering van een project geen invloed heeft op de economische groei en daarmee op de vraag naar elektriciteit. Zou een project wél invloed hebben op economische groei, dan zouden de factoren buiten het project die economische groei veroorzaken tot het scenario worden gerekend. Uitvoering van het project beïnvloedt dan deels de economische groei. Een ander goed voorbeeld van een exogene variabele is de geldende regulering.

Variabelen die typisch door een interconnectie worden beïnvloed zijn het aanbod van elektriciteit inclusief de energiemix, de handel in elektriciteit, elektriciteitsprijzen, maar mogelijk ook de opwekkingscapaciteit en de netwerkcapaciteit. Deze kunnen strikt genomen geen onderdeel zijn van een (vaststaand) toekomstscenario. Factoren die de vraag, het aanbod et cetera beïnvloeden, kunnen weer wel onderdeel zijn van een dergelijk scenario, zoals de elasticiteit van de vraag, veranderingen in de voorkeuren van consumenten en technologische ontwikkelingen.

Eén en ander sluit aan bij de kritiek van De Nooij (2011) dat het effect van een interconnectie op investeringen in opwekkingscapaciteit niet wordt meegenomen in MKBA's.¹⁴ Zie verder Paragraaf 3.3 over mee te nemen effecten, waaronder veranderingen in opwekkings- en netwerkcapaciteit.

3.2.3 Analyseperiode

In een MKBA dient te worden vastgesteld over welke periode kosten en baten dienen te worden berekend. Bedragen die verder in de toekomst liggen zullen door verdiscontering een lager gewicht krijgen. In Nederland geldt een lange periode van 100 jaar bij MKBA's volgens de OEI-richtlijnen.¹⁵ Bij het bepalen van kosten en effecten is het dan zaak om vast te stellen wanneer er nog een verschil bestaat tussen project- en nulalternatief (zie ook kader verderop).

In de praktijk van investeringen in transportinfrastructuur worden meestal voor enkele zichtjaren kosten en effecten bepaald. Het eerste jaar waarin effecten optreden is in de regel zo'n zichtjaar. Tussen jaren wordt vaak (lineair) geïnterpoleerd. Ná het laatste zichtjaar worden kosten en effecten constant gehouden. ENTSO-E (2012b, blz. 20-22) gaat uit van het constant houden van effecten tussen totstandkoming en 'midterm' (5 tot 10 jaar) op de midterm-waarden, het lineair interpoleren tussen de effecten berekend op 'midterm' en op 'long term' (10 tot 20 jaar) en het constant houden van effecten na 'long term'. Het is op zich niet duidelijk waarom er geen effecten zouden worden berekend op het moment van totstandkoming van de interconnectie, maar zolang de effecten na 5 tot 10 jaar óók geldig zijn meteen ná totstandkoming, leidt een en ander niet tot overschatting van effecten.

¹⁴ Zie ook UN DESA (2006), 3.2.2.

¹⁵ In theorie 'oneindig', zie Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Ministerie van Financiën, Centraal Planbureau, RebelGroup (2004). Dit in combinatie met een discontovoet inclusief risico-opslag: zie Paragraaf 3.5.

Analyseperiode, restwaarde en vervanging

Een reden om voor een relatief *korte* analyseperiode te kiezen kan zijn dat het onduidelijk is of er na een bepaalde termijn nog een verschil is tussen nul- en projectalternatief. Het afkappen van de analysetermijn is echter een arbitraire reactie op deze onzekerheid. Hoe korter de analyseperiode, hoe groter de kans dat de levensduur van kapitaalgoederen langer is dan de analyseperiode. Daardoor wordt wel het toepassen van een 'restwaarde' aan het einde van de analyseperiode ingeboekt. b (2012, blz. 20) propageert bijvoorbeeld toepassing van zo'n 'residual value' als de levensduur van de interconnectie langer is dan de termijn waarover effecten worden berekend. Punt is dat als de analyseperiode relatief kort is gekozen vanwege toekomstonzekerheid, het inconsistent is om aan het eind van de periode wél een zekere restwaarde in te boeken. De restwaarde staat immers voor de waarde op het eind van de analyseperiode, waardoor de waarde ná de analyseperiode blijkbaar wél zeker is.

Het gelijkstellen van de analysetermijn aan de *levensduur* houdt een risico in op het niet meenemen van positieve of negatieve effecten of kosten die na de levensduur nog plaatsvinden. Een langere analysetermijn dwingt tot expliciete keuzes over verschillen tussen nul- en projectalternatief, over scenario's en over vervangingsinvesteringen. De eerste keuze is die tussen vervangingsinvestering en daarna continuering van effecten versus geen vervangingsinvestering en daarmee beëindiging van het project. In dat laatste geval dient de vraag te worden gesteld welke kosten en effecten mogelijk nog plaatsvinden. Te denken valt aan het visuele effect op het landschap en ruimtegebruik indien leidingen et cetera niet worden verwijderd; of juist de kosten van verwijdering en de mogelijke baten van alternatief gebruik. Ook dient er te worden bedacht wat een en ander betekent voor eventueel ingeschatte effecten op en via de productiecapaciteit.

Het hanteren van een termijn van 100 jaar houdt derhalve niet noodzakelijkerwijs in dat alle effecten over die periode moeten worden berekend. Wél dient te worden aangegeven wat er precies gebeurt na de levensduur en hoe zich dat wel of niet in maatschappelijke baten en kosten vertaalt.

3.3 Het MKBA-kader: kosten en effecten

3.3.1 Kosten

Een investering in interconnectie gaat gepaard met investeringskosten (en andere éénmalige kosten) en terugkerende kosten. De investeringskosten zijn inclusief de noodzakelijke investeringen anders dan de interconnectie zelf. De levensduur van de interconnectie is hierbij van belang vanwege mogelijke vervangingsinvesteringen binnen de termijn waarover kosten en baten worden berekend. De terugkerende kosten zijn de toenames in operationele kosten als gevolg van de interconnectie.

Bij een *nationale* MKBA – een MKBA die zich beperkt tot het effect op de Nederlandse welvaart – speelt de kosten- en batenverdeling van interconnecties tussen landen een rol. Alleen de kosten die door ‘Nederland’ worden betaald, tellen mee als maatschappelijke kosten. Eenzelfde redenering geldt voor de toewijzing van de congestie-inkomsten van de interconnectie. Veranderingen in de te betalen kosten en de toewijzingen hebben daarmee op een directe manier invloed op de kosten-batenanalyse voor Nederland. Ook het mogelijk meebetalen van derde landen heeft zo’n invloed: het verlaagt direct het kostendeel voor Nederland.

Kostenposten dienen inclusief BTW en andere kostprijsverhogende belastingen te worden gemeten. Dit kan op twee manieren: door verhoging per kostenpost met het betreffende percentage aan BTW en overige kostprijsverhogende belastingen, of met een gewogen gemiddeld percentage aan BTW- en overige kostprijsverhogende belastingen van 16½%.¹⁶

Kosten en kostprijsverhogende belastingen

In beginsel worden kosten in een MKBA zonder BTW gemeten, terwijl baten met BTW worden opgenomen. De gedachte hierbij is dat aan de batenkant sprake is van het meten van betalingsbereidheid, waardoor prijzen inclusief belastingen relevant zijn, terwijl aan de kostenkant de geheven belastingen een overdracht binnen Nederland vormen.

Op zich is deze gedachte correct, maar om geld te kunnen uitgeven in de overheid belastingen. Deze belastingen verlagen het besteedbaar inkomen en dit leidt tot een ‘uitverdieneffect’ van belastingheffing. Over deze verlaging verkrijgt de overheid immers geen belastingen. Het CPB heeft ingeschat dat het uitverdieneffect ongeveer gelijk is aan de kostprijsverhogende belastingen bij de kosten.

Het hanteren van kosten- en batenposten inclusief kostprijsverhogende belastingen is inhoudelijk behandeld door het CPB en heeft tot een werkinstructie voor MKBA’s van Rijksweg geleid per juli 2011.¹⁷

3.3.2 Effecten

De kern van bestaande analyses van interconnecties wordt gevormd door een model dat de verandering in het consumentensurplus (het surplus voor de afnemers van elektriciteit) en het producentensurplus (het surplus voor de producenten van elektriciteit) berekent. Sommige effecten volgen direct uit zo’n modeloefening, andere kunnen ervan worden afgeleid, en weer andere dienen helemaal los van het model te worden ingeschat.

De meeste modellen maken geen onderscheid bij de afnemers van elektriciteit tussen huishoudens en producenten van goederen en diensten. En bij de aanbodkant gaat het

¹⁶ CPB (juni 2011), Kernteam OEI (juni 2011).

¹⁷ CPB (juni 2011), Kernteam OEI (juni 2011).

om producenten van elektriciteit, niet of slechts ten dele om netbeheerders of leveranciers. Dit betekent dat de verdeling van kosten en baten, indien inzicht daarin is gewenst, buiten het model om dient te worden ingeschat. Hierop gaat Paragraaf 3.4 in.

Omdat modellen van elkaar verschillen is er niet een eenduidig advies te geven over de berekening van effecten. Veel hangt af van de vraag welke effecten een model meeneemt en of dat op een correcte wijze gebeurt. De kern wordt gevormd door handelseffecten (zie **Figuur 1**, paragraaf 4.2). Simpel gezegd: als een land met relatief goedkope elektriciteitsopwekking een interconnectie krijgt met een land met een relatief dure elektriciteitsopwekking, zal de prijs van elektriciteit in het goedkope land stijgen en in het dure land dalen: er treedt een mate van prijsconvergentie op. Voor elektriciteitsopwekkers in het goedkope land is het winstgevend te exporteren naar het dure land, waardoor in het dure land het aanbod toeneemt en in het goedkope land het aanbod afneemt. In het dure land winnen de afnemers en verliezen de producenten van elektriciteit; in het goedkope land verliezen de afnemers en winnen de producenten van elektriciteit.

De werkelijkheid is echter complexer. Ten eerste zal een interconnectie niet alleen de beide landen die verbonden worden beïnvloeden, maar ook 'derde' landen. Ten tweede is het effect op de prijs in een land afhankelijk van bestaande mogelijkheden tot import of export van elektriciteit, van de opwekkingscapaciteit en investeringen daarin, et cetera. Ten derde vergroot een interconnectie de mogelijkheden voor import en export van elektriciteit en dempt daarmee piekprijzen. Het toegepaste model zou dit effect op piekprijzen moeten meenemen, zodat het tot uiting komt in de verandering van producenten- en consumentensurplus.

Onderstaand tekstvak gaat iets dieper in op de relatie tussen modellen en effecten. Vervolgens worden behandeld: effecten op investeringen in productiecapaciteit; effecten op investeringen in netwerkcapaciteit; effecten op nationale congestie; effecten op voorziening- en leveringszekerheid; effecten op milieu en landschap; effecten op concurrentie; effecten op de overheidsbegroting. Deze behandeling is steeds in twee delen: eerst wordt het advies over de effecten samengevat, vervolgens wordt dat advies toegelicht.

Modellen en effecten

Zoals in de hoofdtekst gesteld volgen sommige effecten, met name handelsvoordelen, direct uit een toegepast model, kunnen andere effecten van modeluitkomsten worden afgeleid, en zijn er ook effecten die los van het model dienen te worden ingeschat. Dit roept de vraag op hoeveel aandacht dient te worden besteed aan de respectievelijke effecten. Het toegepaste model bepaalt welke effecten al in dat model worden meegenomen, en hoe dat gebeurt.

Bij de MKBA-praktijk van investeringen in transportinfrastructuur speelt een soortgelijke discussie: zijn er naast 'directe' effecten op de transportmarkt ook (additionele) 'indirecte' effecten, en zo ja hoe omvangrijk zijn die dan? Ook bij transportinfrastructuur speelt daarbij het ingezette (verkeers-)model, en overige ingezette modellen, een rol. Hof et al. (2012) concluderen daarover: "We [...] find that large differences in results are caused by differences in the way direct welfare effects are calculated, instead of by differences in wider economic benefits. This suggests that it pays a lot more to focus on understanding and improving direct effect calculations than to try and perfectly quantify wider economic benefits." Het is een open vraag of voor investeringen in interconnectie iets soortgelijks geldt: verbeteren analyses van het maatschappelijk rendement vooral als handelsvoordelen beter worden ingeschat, of als andere effecten beter worden ingeschat? Omdat een en ander afhankelijk is van het ingezette model, kan hierop in dit MKBA-kader geen definitief antwoord worden gegeven; dat vereist een apart onderzoekstraject. Wél geeft het MKBA-kader een eerste indruk van de wenselijkheid van het meenemen van effecten.

Kern van bestaande analyses is een model van de opwekkings- en handelsmarkt dat ofwel de opwekkingskosten, ofwel de groothandelsprijs en de gerelateerde hoeveelheid elektriciteit berekent als gevolg van een nieuwe interconnector. Het eerste type model is bijvoorbeeld gebruikt bij de East-West interconnector tussen Ierland en het VK (DKM, 2003). Een belangrijke vraag in dit model is hoe een nieuwe interconnectie de *merit order* beïnvloedt en hoe gevoelig dit is voor de waarden van exogene variabelen, zoals energieprijzen of capaciteitsuitbreiding. Zo'n model is gebaseerd op de bestaande opwekkingscapaciteit. De vraag in dit model is inelastisch.

Het tweede type modellen schat vraag- en aanbodcurves. SKM heeft dit type model, het zogenaamde EMPS-model, bijvoorbeeld gebruikt voor de analyse van het NorNed project (SKM, 2003). Het model schat eerst aanbod- en vraagcurves. De belangrijkste uitkomsten van dit type model zijn wekelijkse prijzen voor vier, vooral *dispatchable* energiebronnen (kolen, gas, olie, uranium), de opwekking van elektriciteit met behulp van deze energiebronnen, de totale verkoop van energie en de stroom door de interconnector. Een handelsmargemodel schat de verwachte handelsmarges. ENTSO-E (2012b) onderscheidt bij de berekening van 'socio-economic welfare' de "generation cost"-methode en de "total surplus"-methode. Modellen gericht op vraag- en aanbodcurves (zoals SKM, 2003) horen in de surplus-categorie; modellen gericht op opwekkingskosten (zoals DKM, 2003) in de opwekkingskosten-categorie. Volgens ENTSO-E voldoet de generation-cost-methode indien de vraag inelastisch is of als je niet op het niveau van individuele landen kijkt. Aangezien het MKBA-afwegingskader

nadrukkelijk gericht is op de welvaartseffecten voor Nederland, en op de onderverdeling naar actoren, voldoet de opwekkingskostenmethode niet.

3.3.3 Effecten op investeringen in productiecapaciteit en in regionale netwerkcapaciteit; energiemix

Samenvatting advies

- Idealiter is het effect van een interconnectie op de productiecapaciteit – en op de regionale netwerkcapaciteit – onderdeel van het dynamische model dat het effect op consumenten- en producentensurplus berekent.
- De meeste modellen bevatten echter niet zo'n gedragsreactie. Hoe zo'n gedragsreactie kan worden gemodelleerd, is een studietraject op zich.
- De beste manier om hier op korte termijn mee om te gaan is om af te gaan op de uitkomsten van een model zonder gedragsreactie (d.w.z. projectalternatief ten opzichte van nulalternatief) en op basis van expert opinion in te schatten of veranderingen in de productiecapaciteit en regionale netwerkcapaciteit ten opzichte van het nulalternatief in de rede liggen.
- Liggen zulke veranderingen in de rede, dan kan een orde-van-grootte schatting van deze veranderingen plaatsvinden. Dit pakt positief uit voor het producentensurplus van het betreffende land, omdat er ten opzichte van het model rekening wordt gehouden met (winstmaximaliserende) gedragsreacties. Van belang is welke veranderingen (opwekking, netwerk) het betreft, inclusief de richting en omvang. Dit welvaartseffect is in feite een correctie op de inschatting van het effect op het producentensurplus (de winst).
- Als verwacht kan worden dat de aldus ingeschatte veranderingen een merkbaar effect hebben op de modeluitkomsten (prijzen en hoeveelheden), dan kan het projectalternatief in het model worden aangevuld met de ingeschatte gedragsreacties in termen van veranderingen in productie- en netwerkcapaciteit. Veranderde prijzen en hoeveelheden zorgen voor aangepaste welvaartseffecten.

Toelichting

Een kritiekpunt van De Nooij (2011) op bestaande analyses van interconnecties is dat het effect op investeringen in opwekkingscapaciteit niet wordt meegenomen.¹⁸ Dit beïnvloedt de berekening van welvaartseffecten. De Nooij tekent aan dat dit vraagstuk separate studie vereist; er is weinig onderzoek naar gedaan. (2012b) gaat bijvoorbeeld niet in op dit vraagstuk. De SKM (2003)-studie over NorNed bevat alternatieve scenario's over onzekere variabelen zoals opwekkingcapaciteit. Alternatieve scenario's meten echter niet de gedragsreactie in het projectalternatief ten opzichte van het nulalternatief. Alternatieve toekomstscenario's verschillen van elkaar, maar een gegeven toekomstscenario verschilt niet tussen project- en nulalternatief.

Sauma en Oren (2006) laten zien dat het welvaartseffect van een netwerkinvestering inderdaad verandert indien de reactie van elektriciteitsproducenten wordt meegenomen. Dit betreft echter niet specifiek een investering in interconnectie. De resultaten uit hun evenwichtsmodel zijn niet zomaar overdraagbaar naar een

¹⁸ Zie ook UN DESA (2006), 3.2.2.

afwegingskader.¹⁹ Idealiter bevat het model dat de prijsconvergentie tussen landen schat als gevolg van een interconnectie, op basis waarvan veranderingen in producenten- en consumentensurplus worden berekend, ook de resulterende veranderingen in opwekkingscapaciteiten, en daaraan gerelateerd veranderingen in de energiemix. Het incorporeren van deze gedragsreacties in modellen is een studietraject op zich.²⁰

Wat geldt voor investeringen in opwekkingscapaciteit, geldt ook voor investeringen in het regionale netwerk. Een investering in interconnectie gaat mogelijk gepaard met andere, noodzakelijke investeringen in het nationale netwerk (zie *Kosten*), maar kan tevens leiden tot andere investeringsbeslissingen in het regionale netwerk.²¹

Een praktische benadering is als volgt. Op basis van *expert opinion* en consultatie wordt, met de modeluitkomsten zonder de besproken gedragsreacties als basis, ingeschat of een nieuwe interconnectie investeringen in opwekking of regionale netwerken zal uitlokken, of tot minder capaciteit zal leiden. Als de inschatting is dat investeringsbeslissingen als gevolg van de interconnectie zullen veranderen, zal op zijn minst een onderbouwde schatting van de omvang dienen te volgen, om te komen tot een orde-van-grootte van het effect.

Vervolgens kan worden bekeken wat het *welvaartseffect* is van de ingeschatte veranderingen. Dit hangt samen met de aard van de gedragsreactie.

Uitbreiding van opwekkingcapaciteit of regionale netwerkcapaciteit ten opzichte van het nulalternatief is onderdeel van een (winstmaximaliserende) strategie van producenten van elektriciteit of van regionale netwerkbeheerders, waarbij verwacht wordt dat deze investeringen worden terugverdiend en de winst toeneemt.²² Dit kan bijvoorbeeld het geval zijn als door een nieuwe interconnectie afzetmogelijkheden toenemen. Hoewel de uitbreiding met kosten gepaard gaat, gaat het om het uiteindelijke netto effect op het producentensurplus. Een statisch model onderschat het positieve effect op de winst, omdat de toegenomen winstmogelijkheid door capaciteitsuitbreiding in het model niet bestaat bij een veronderstelde vaststaande capaciteit. Dit betekent dat – deels *buiten het statische model om* – een extra (positief) effect op producentensurplus kan worden ingeschat. De uitbreiding van de capaciteit dient in het projectalternatief van het statische model te worden doorgerekend, om de effecten ervan op prijsvorming et cetera in te schatten (zie verderop).

Een *afname* van de opwekkingcapaciteit of regionale netwerkcapaciteit ten opzichte van het nulalternatief kan plaatsvinden in de vorm van het niet of in minder mate uitvoeren van voorgenomen investeringen, omdat die niet langer winstgevend zijn. Deze mogelijkheid om minder te investeren (op vaste kosten te besparen) wordt door

¹⁹ Immers, het betreft niet specifiek een investering in interconnectie, het hangt af van het toegepaste model en kan bovendien casus-specifiek zijn.

²⁰ Zie Lynch e.a. (2011), voor een model waarin simultaan opwekkingscapaciteit en interconnecties worden bepaald. California ISO (2004, hoofdstuk 6) benadrukt dat zowel in het nul- als in het projectalternatief productiebeslissingen optimaal dienen te zijn en geeft (voor netwerkinvesteringen) aan hoe dat in de praktijk met toepassing van een model in zijn werk zou kunnen gaan.

²¹ Een vermeden investering in het nationale netwerk is een theoretische mogelijkheid en vormt een maatschappelijke besparing.

²² Als investeringen *noodzakelijk* zijn voor de interconnectie, zijn ze geen gedragsreactie, maar behoren ze tot (de kosten van) het projectalternatief; zie aldaar.

een model met vaststaande capaciteiten niet meegenomen, waardoor een maatschappelijke baat ontbreekt. Het model overschat het negatieve effect op de winst, omdat de besparingsmogelijkheid door capaciteitsvermindering in het model niet bestaat bij een vaststaande capaciteit. De besparing is ten hoogste gelijk aan de vermeden kosten. Immers, wat wordt vermeden is het netto verlies op de investering. Het gaat hier derhalve om het inschatten, deels buiten het model om, van het positieve netto effect op het producentensurplus. Ook hier geldt dat de afname van capaciteit in het projectalternatief in het model dient te worden doorgerekend, om de effecten ervan op prijsvorming et cetera in te schatten (zie verderop).

Wat hier speelt is dat in een model met vaststaande capaciteiten een afname van de productie leidt tot minder benutting van de capaciteit. Deze afgenomen benutting kan voorgenomen investeringen overbodig maken.

Als het gebruikte model zich leent voor aanpassingen in opwekkings- en netwerkcapaciteiten, kan het projectalternatief tegelijk met de aangepaste capaciteit doorgerekend worden om verdere effecten via prijsvorming et cetera in te schatten. In dat geval wordt het nulalternatief (zonder nieuwe interconnectie) vergeleken met het projectalternatief (met nieuwe interconnectie) inclusief ingeschatte capaciteitsveranderingen. Het uiteindelijke effect op producentensurplus hangt af van de mate waarin de capaciteit verandert (buiten het model ingeschat), de (vermeden) kosten daarvan (buiten het model ingeschat) en het effect via prijzen en hoeveelheden op het producentensurplus zoals door het model ingeschat. Vanwege veranderde prijzen en hoeveelheden blijft het effect niet beperkt tot het producentensurplus.

Bovenstaande benadering combineert het *buiten* een model inschatten van een gedragsreactie met het doorrekenen van de gevolgen voor prijzen en hoeveelheden *binnen* het model. De modeluitkomsten inclusief 'geforceerde' gedragsreactie kunnen als controle dienen op de ingeschatte gedragsreactie. Als het producentensurplus bijvoorbeeld niet toeneemt ten opzichte van de uitkomsten zonder gedragsreactie, is dat strijdig met de veronderstelde gedragsreactie, die immers dient ter vergroting van het producentensurplus. Het combineren van gegevens binnen en buiten het model is daarbij geen sinecure. Afhankelijk van het model worden er bijvoorbeeld veranderingen in vaste kosten (gedragsreactie buiten het model om) gecombineerd met veranderingen in variabele kosten (gedragsreactie binnen het model). De moeite van expert opinion, het inschatten van de omvang van gedragsreacties en het doorrekenen in het model daarvan dient altijd te worden afgewogen tegen de verwachte opbrengsten van deze exercitie. De opbrengsten nemen af als resultaten uit het model moeilijker verklaarbaar worden, iets dat overigens in het algemeen geldt voor modelresultaten.

3.3.4 Effecten op nationale congestie

Samenvatting advies

- Indien congestie binnen landen de import of export van elektriciteit via de nieuwe interconnector zodanig belemmert dat binnenlandse netwerkuitbreiding nodig is, dienen de kosten van nationale netwerkversterking(en) te worden meegenomen in de beoordeling van een interconnector. Voor zover investeringen noodzakelijk samenhangen met de nieuwe interconnectie, behoren zij tot de investeringskosten

van het projectalternatief en verlagen zij de netto baten van een nieuwe interconnector.

- Omgekeerd, indien import of export van elektriciteit via de nieuwe interconnector congestie binnen landen en daarmee binnenlandse netwerkuitbreiding voorkomt, dienen de vermeden investeringskosten hiervan (d.w.z. baten) te worden meegenomen in de beoordeling van een interconnector. Voor zover vermeden investeringen noodzakelijk samenhangen met de nieuwe interconnectie, verhogen zij de netto baten van een nieuwe interconnector in het projectalternatief.
- Indien de additionele congestie binnen landen beperkt is, kunnen operationele maatregelen mogelijk volstaan om congestie te voorkomen. De kosten van deze operationele maatregelen dienen onderdeel te zijn van de kosten van het projectalternatief.
- Omgekeerd, indien beperkte additionele congestie binnen landen wordt voorkomen, dienen de baten van vermeden operationele maatregelen onderdeel te zijn van het projectalternatief.
- Indien de interconnectie niet leidt tot additionele congestie op nationale transmissieverbindingen dan wel besparing op congestie, hoeven er geen extra kosten in de beoordeling van de interconnector te worden meegenomen.
- Met een netwerkmodel kunnen de effecten van een interconnectie voor het gebruik van de nationale transmissieinfrastructuur vanuit het oogpunt van handhaving van de betrouwbaarheid van het netwerk worden bepaald.
- Door de interactie van een marktmodel met een netwerktopologie inclusief het nationale netwerk, met een netwerkmodel kunnen maatschappelijk optimale nationale investeringen bovenop de benodigde investeringen in het nationale netwerk vanuit betrouwbaarheidsoogpunt worden bepaald.
- Een dergelijk marktmodel maakt het mogelijk dat congestiekosten op verbindingen binnen landen eenvoudig en op dezelfde manier worden berekend als de congestiekosten voor interconnecties. Zonder een uitgebreid marktmodel is er buiten het model om een schatting van de impact van de interconnectie op de redispatchkosten nodig.

Toelichting

De extra import / export als gevolg van een nieuwe interconnectie kan leiden tot extra congestie op het nationale netwerk of juist congestie beperken. Extra congestie treedt op als een nationale transportverbinding extra wordt belast door de import of export die over de interconnector plaatsvindt. Anderzijds kan de congestie worden verminderd als de nationale transportverbinding wordt ontlast door de nieuwe interconnector, omdat deze leidt tot een stroom in tegengestelde richting van de gebruikelijke transportrichting.

In het geval dat de interconnectie leidt tot congestie in het Nederlandse netwerk dient de TSO maatregelen te nemen. Ongeacht de omvang van de resulterende congestiekosten, dient alle congestie weggenomen te worden in verband met de bestaande transportverplichting (zie paragraaf 4.4). Als er substantiële congestie ontstaat zijn investeringen in versterking van het Nederlandse netwerk in de regel noodzakelijk. Overigens kunnen ook de gevolgen van een interconnectie voor stabiliteit en kortsluitvastheid leiden tot netwerkversterking. In omvang en/of tijd beperkte congestie kunnen TSO's soms met operationele maatregelen oplossen. Mogelijke operationele maatregelen zijn het schakelen en regelen van componenten als circuits,

transformatoren, condensatorbanken en het beïnvloeden van productie en/of vraag door bijvoorbeeld congestiemanagement.^{23 24} Voor zover investeringen of operationele maatregelen noodzakelijk samenhangen met de nieuwe interconnectie, dienen zij respectievelijk tot de investeringskosten en O&M kosten van het projectalternatief gerekend te worden en verlagen zij de netto baten van een nieuwe interconnector.

Als de interconnectie de congestie op nationaal niveau vermindert is hetzelfde onderscheid van belang; bij een substantiële afname van congestie of vermindering van problemen rond stabiliteit en kortsluitvastheid kunnen netwerkinvesteringen voor uitbreiding of vervanging worden vermeden, bij een beperkte afname kan er op kosten van operationele maatregelen worden bespaard. Hierbij geldt dat als vermeden investeringen of operationele maatregelen noodzakelijk samenhangen met de nieuwe interconnectie, zij de netto baten van een nieuwe interconnector verhogen en als zodanig meegenomen dienen te worden.

Tenslotte is het mogelijk dat *geen congestie* plaatsvindt op nationale verbindingen. Dit betekent dat er geen additionele kosten of baten van gebruikmaking van nationale infrastructuur aan de nieuwe interconnector hoeven te worden toegerekend.

Methoden

Voor de bepaling van de effecten van een interconnectie op de hoeveelheid congestie kunnen in principe twee typen benaderingen gebruikt worden op basis van respectievelijk markt- en netwerkmodellen.

Netwerkmodellen zijn gericht op analyse van effecten van marktbeslissingen op het netwerk gegeven planningscriteria die gericht zijn op het handhaven van de betrouwbaarheid van het netwerk, dus niet vanuit het oogpunt van optimale economische beslissingen. Een netwerkmodel bevat een gedetailleerde weergave van het netwerk, maar een versimpelde weergave van productie- en vraagprofielen. Met behulp van een netwerkmodel kunnen berekeningen voor zowel het bepalen van *load flows* als stabiliteit en kortsluitvastheid worden uitgevoerd. Een dergelijk model kan ook voor het bepalen van de effecten van nieuwe interconnecties op nationale netwerken worden uitgevoerd. De uitkomsten hiervan geven de overbelastingen (d.w.z. congesties) weer en investeringen die nodig zijn om de overbelastingen te voorkomen.

Marktmodellen zijn gericht op economische optimalisatie van de elektriciteitsproductie in een regio voor elk uur van het jaar, in dit geval voor het grensoverschrijdende (Noordwest) Europese elektriciteitssysteem. Marktmodellen gebruiken vaak een vereenvoudigde DC load flow representatie van het netwerk waarbij er één node per land en er maximaal één verbinding tussen land A en land B is. Een dergelijk model bevat in de regel alleen verbindingen tussen en niet binnen landen, omdat een nationaal netwerk gewoonlijk als ‘koperen plaat’ wordt beschouwd, waarbij voor de gehele zone dezelfde elektriciteitsprijs geldt. De benadering veronderstelt daarmee dat interne congestie binnen landen ontbreekt en dat is problematisch als juist het effect

²³ Congestiemanagement zoals de huidige redispatching methode is door de wetgever alleen als tijdelijke maatregel toegestaan.

²⁴ In het kader van NorNed-1 heeft TenneT onderzoek verricht naar de inpassing van transporten via de NorNed-kabel in het Nederlandse hoogspanningsnet. Er zijn beperkte overbelastingen geïdentificeerd die met operationele maatregelen tegen geringe kosten kunnen worden weggenomen (TenneT, 2004).

van een investering in een interconnectie op de nationale congestie dient te worden bepaald.

Effecten van (veranderde) import- of exportstromen via een nieuwe interconnectie op de hoeveelheid congestie op transmissieverbindingen *binnen* landen kunnen in de regel dus alleen worden bepaald met een netwerkmodel. Als input voor het netwerkmodel zijn representatieve planningssituaties nodig die de mogelijke variaties in netwerkvrage weerspiegelen. De planningssituaties geven de extreme piekmomenten binnen scenario's weer, vaak gebaseerd op de output van een marktmodel.²⁵

Een voorbeeld hiervan is te vinden in het kwaliteits- en capaciteitsdocument (KCD) 2011. Daarin analyseert TenneT de consequenties van planningssituaties met variaties in grootschalige productie van elektriciteit door wind turbines en extreme import- en exportsituaties voor het netwerk. Mogelijke knelpunten in het net en daarmee de noodzaak voor investeringen worden bepaald voor een zestal combinaties van planningssituaties en scenario's. Daarbij wordt uitgegaan van de netwerkcapaciteiten van zowel huidige en mogelijke AC-interconnecties in de toekomst (met name de verbindingen met Duitsland) als huidige en mogelijke DC-interconnecties in de toekomst (Norned-1, BritNed, Cobra, Norned-2).

TenneT (2012) onderscheidt drie planningssituaties voor AC-interconnecties:

- Een hoge windinvoeding in Nederland en lage invoeding in Duitsland, waardoor veel vermogen via de AC-verbindingen naar Duitsland wordt geëxporteerd. Door de combinatie van export en hoge belasting wordt het Nederlandse transportnet zwaar belast (planningssituatie *Kustwind*).
- Lage invoedingen in zowel Nederland en Duitsland en hoge export via de AC-verbindingen, als gevolg van de inzet van warmtekrachtkoppeling (WKK) in de glastuinbouw. Ook in dit geval zal door de combinatie van export en hoge belasting het Nederlandse transportnet zwaar worden belast. Doordat het WKK-vermogen op andere plaatsen op het net is aangesloten dan het windvermogen, is deze planningssituatie onderscheidend ten opzichte van de vorige (planningssituatie *Windstil*).
- Een lage windvoeding in Nederland en een hoge invoeding in Duitsland, waardoor veel vermogen via de AC-verbindingen wordt geïmporteerd. Deze planningssituatie is bedoeld om te bepalen wat de gevolgen voor het landelijke transportnet zijn van hoge vermogensstromen vanaf de grensoverschrijdende AC-verbindingen naar de verbruikscentra in het westen van Nederland (planningssituatie *Landwind*).

De impact van huidige en toekomstige DC-interconnectieverbindingen (Norned-1, Norned-2, BritNed, Cobra) schat TenneT ook met drie planningssituaties in:

- Onafhankelijk van het windaanbod zal de capaciteit van de NorNed-1 kabel en de Norned-2 kabel (vanaf 2018) maximaal voor import worden gebruikt. Dit hangt samen met de lage marginale kosten van elektriciteitsproductie met waterkracht in Noorwegen.

²⁵ Het ENTSO-E Regionaal investeringsplan en ENTSO-E TYNDP zijn door TenneT gebruikt als basis voor de scenario's in het KCD. Vanwege de complexiteit van netberekeningen is het volgens TenneT niet mogelijk om iedere belasting- en productiesituatie te toetsen en te analyseren.

- Tijdens periodes met hoge windinvoeding in Nederland zal Groot-Brittannië ook veel wind invoeden waardoor de BritNed-kabel wordt gebruikt voor import. Voor de twee situaties met weinig windinvoeding in Nederland is aangenomen dat de BritNed-kabel maximaal naar Groot-Brittannië zal exporteren.
- Voor de situaties van hoge windinvoeding in Nederland en lage windinvoeding in zowel Nederland als Duitsland zal de beschikbare transportcapaciteit van de toekomstige verbinding met Denemarken voor export worden gebruikt. Voor de situatie van hoge windinvoeding in Duitsland is aangenomen dat het ook in Denemarken hard waait, waardoor de volledige capaciteit van de interconnector voor import zal worden gebruikt.

Bron: TenneT (2012), p. 54.

Nadeel van deze analyse is dat de geïdentificeerde knelpunten en benodigde investeringen gerelateerd zijn aan een aantal mogelijke extreme pieksituaties die vooral vanuit betrouwbaarheidsoogpunt belangrijk zijn, maar niet noodzakelijkerwijs de knelpunten opleveren die vanuit maatschappelijk oogpunt het meest belangrijk zijn.

Daarom wordt er in toenemende mate gebruikgemaakt van probabilistische ‘year-round’ analyses voor het destilleren van de meest belangrijke situaties voor de maatschappij (zie b.v. Strbac *et al.* 2009; Van der Weijde en Hobbs, 2011; Jacobs *et al.* 2012). Om de maatschappelijke optimale investeringen te bepalen is het nodig om de resultaten van het netwerkmodel terug te voeden in een marktmodel dat ook de belangrijkste binnenlandse verbindingen bevat om het bestaan van overgebleven congesties vanuit economisch oogpunt te checken.^{26 27} Een marktmodel met een meer gedetailleerde netwerktopologie is ook nuttig voor het doorrekenen van de consequenties van de toename van interne congestie (d.w.z. congestie binnen landen). In dat geval leidt congestie –net als bij interconnecties- ook binnen landen tot zones met verschillende elektriciteitsprijzen. De resulterende congestiekosten zijn dan eenvoudig te berekenen door het prijsverschil per uur te vermenigvuldigen met de getransporteerde hoeveelheid elektriciteit per uur voor alle uren van een jaar. Zonder een uitgebreid marktmodel is er buiten het model om een schatting van de impact van de interconnectie op de redispatchkosten nodig.

Een simpelere benadering wordt voorgesteld door ENTSO-E (2012) voor de KBA van PCI's. Een nationale netwerkinvestering wordt alleen meegenomen bij de beoordeling van de interconnectie (in zogenaamde projectclusters) als de nationale investering minimaal 20% netwerkcapaciteit toevoegt aan de interconnectiecapaciteit *zonder nationale netwerkinvesteringen*. Daarvoor dienen potentiële benodigde nationale investeringen voor de interconnectie te worden geanalyseerd.

²⁶ Strbac *et al.* (2009) laat in een studie voor het VK zien dat netwerkinvesteringen binnen het VK vanuit betrouwbaarheidsoogpunt en economisch oogpunt verschillen en dat in sommige gevallen additionele investeringen vanuit economisch perspectief noodzakelijk zijn.

²⁷ Dit is haalbaar. Het ECN Competes marktmodel is voor een aantal studies waarin werd gekeken naar interne congestie uitgebreid met een gedetailleerdere netwerktopologie binnen Nederland en Duitsland. Ook kan Competes de effecten van loop flows meenemen.

Omdat de hoeveelheid netwerkcapaciteit niet noodzakelijkerwijs een goede indruk geeft van de maatschappelijke en economische effecten, verdient bepaling van de effecten met behulp van interactie tussen een uitgebreid markt- en netwerkmodel de voorkeur.

3.3.5 Effecten op voorziening- en leveringszekerheid

Advies voorzieningszekerheid

- Voorzieningszekerheid is vooral een probleem vanwege de importafhankelijkheid van aardgas en van biomassa. De analyse kan zich daarom richten op deze brandstoffen. Dit kan door middel van een modelmatige analyse van de *effecten* van de interconnectie op de import en export van brandstoffen voor de elektriciteitsproductie.
- Vervolgens dienen deze effecten *gewaardeerd* te worden. Geadviseerd wordt hier een kengetallenmethode voor te gebruiken. Deze kengetallenmethode waardeert de economische schade van een verandering in de importafhankelijkheid van brandstoffen zoals aardgas en biomassa.
- Het effect op de voorzieningszekerheid van de interconnectie is zodoende het product van de verandering in de importafhankelijkheid van aardgas en van biomassa (*effect*) en de *waardering* daarvan.

Advies leveringszekerheid: stroomonderbrekingen

- Er zijn verschillende methoden om de effecten van stroomstoringen monetair te *waarderen*. In Nederland wordt ten behoeve van de regulering via een zogenaamde conjunctanalyse de waardering van afnemers voor de leveringszekerheid berekend. Advies is de compensatiefuncties van deze analyse te gebruiken voor de waardering van leveringszekerheid.
- Benodigd is een inschatting van het *effect* van een nieuwe interconnectie op de gemiddelde duur en frequentie van stroomstoringen in Nederland ten opzichte van het nulalternatief.
- Vermenigvuldiging van het effect en de waarde geeft de kost of baat voor de MKBA.

Advies leveringszekerheid: spanningskwaliteit

- Idealiter zijn er goede methoden om de huidige spanningskwaliteit te meten, de ontwikkeling van de spanningskwaliteit in toekomstige jaren in de MKBA in te schatten (het nulalternatief), en het effect van een interconnectie op spanningskwaliteit vast te stellen (het projectalternatief).
- Met de huidige meetmethode kan de impact van een interconnectie op de spanningskwaliteit echter niet goed worden ingeschat. Dit effect kan daarom op korte termijn niet bij de MKBA worden betrokken.
- Advies is om het effect op spanningskwaliteit op de langere termijn wél mee te nemen, op basis van verbeterde meetmethodes en hopelijk betrouwbaarder kostenschattingen van spanningskwaliteitproblemen.

Toelichtingen

Voorzieningszekerheid

Voorzieningszekerheid heeft betrekking op het langetermijnvraagstuk of het aanbod van energie voldoende zal zijn voor het bedienen van de vraag naar energie. Bij import van energie en afhankelijkheid van buitenlandse producenten met marktmacht kan de

voorzieningszekerheid mogelijk in gevaar komen. Dit speelt bijvoorbeeld bij de import van fossiele brandstoffen zoals olie en gas. Als interconnectie bijvoorbeeld substitutie mogelijk maakt (bijvoorbeeld kolen voor gas of duurzame energie voor olie), dan verbetert de voorzieningszekerheid en is sprake van een maatschappelijke baat.

Voor de berekening van deze post is het conform de MKBA-systematiek belangrijk de berekening van het *effect* te onderscheiden van de *waardering*. De uiteindelijke baat of kost is het product van effect en waarde.

Voorzieningszekerheid is als vraagstuk stevig ingebed in de politieke en geografische dimensie van de energiemarkt (Correljé en van der Linde, 2006).²⁸ Kwantificering van de voorzieningszekerheid gebeurt via indicatoren zoals de importafhankelijkheid, maar over de vraag welke indicatoren voor dit doel gebruikt moeten worden bestaat geen consensus (Constantini e.a., 2007).

Daniels et al. (2012) gebruiken een kengetallenmethode gebaseerd op de macro-economische schade van prijsschokken in internationale energiemarkten.²⁹ Het effect van energiemarkten op de voorzieningszekerheid loopt via het prijsmechanisme en in specifieke gevallen via het hoeveelheidsmechanisme. Een plotselinge beperking van de productie van olie veroorzaakt over het algemeen een sterke stijging van de wereldprijs van aardolie. De volatiele energieprijs vormt een economische kostenpost.

Consumenten zien hun koopkracht door inflatie teruglopen; producenten worden geconfronteerd met de hogere prijs van een cruciale productiefactor, energie. Dit kan de winstmarges van het bedrijfsleven onder druk zetten. Het korte termijn macro-economische effect van de prijsschok kan zijn dat zowel de consumptieve bestedingen als de investeringsvraag teruglopen. Voor de langere termijn is de impact op de investeringsonzekerheid van belang. Prijsvolatiliteit van een belangrijke hulpbron zoals energie verhoogt de onzekerheid van investeerders in de energiesector en daarbuiten. Hamilton (2009) concludeert in een rapport van het Brookings Institute dat volatiele energieprijzen op de lange termijn de economische groei en de werkgelegenheid negatief beïnvloeden.

Indien door een nieuwe interconnectie de prijsonzekerheid op de energiemarkt bijvoorbeeld wordt gereduceerd, kan de vermeden economische kostenpost in de MKBA als een baat worden behandeld. Hierbij dient rekening te worden gehouden met het gegeven dat ook hernieuwbare brandstoffen, zoals biomassa, prijsonzekerheid kennen. Het gaat met andere woorden om het relatieve verschil in prijsonzekerheid tussen fossiele energiebronnen en de energie die via de nieuwe verbinding geïmporteerd of geëxporteerd wordt.

De hierboven genoemde kengetallenmethode is relatief eenvoudig toepasbaar en wordt toegelicht in Daniels et al. (2012), pp. 55-56. De vermeden macro-economische verstoring als gevolg van minder import van een energiedrager is een product van de

²⁸ Een goed overzicht van bestaande bronnen is Hoofdstuk 5 van de Global Energy Assessment van IIASA. Zie: www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/Chapters_Home.en.html. Dit hoofdstuk biedt veel kwantitatieve informatie, maar benadrukt tevens de geografische en institutionele context van voorzieningszekerheid als een economisch vraagstuk.

²⁹ Er bestaan studies van voorzieningszekerheid met meer gedetailleerde indicatoren van voorzieningszekerheid, zoals de Supply/Demand index van Jansen en Seebregts (2010). Uit praktische overwegingen is voor dit kader de meer eenvoudige aanpak van Daniels et al. (2012) gekozen.

verandering in de samenstelling van de import en een premie die aan de vermindering van importafhankelijkheid wordt toegekend (Leiby, 2007).³⁰ Deze premie weerspiegelt de waarde van het opheffen van (macro-economische verstoring als gevolg van) prijsonzekerheid over de energiedrager. Deze premie is berekend met een macroeconomisch model, dat de impact berekent van prijsonzekerheid en investeringsonzekerheid als gevolg van veranderingen in de importafhankelijkheid van fossiele brandstoffen. Het advies van dit rapport is om voor deze waarde een kengetal uit eerdere studies te gebruiken, zoals in Daniels et al. (2012).

De verandering in de import bestaat uit de verlaging van de import van energie met een groot risico op prijsschokken zoals olie, aardgas en biomassa. Idealiter geeft het toegepaste model deze importveranderingen. Op zijn minst zal het model de impact van de interconnectie op de brandstofmix van de centrales in Nederland ten opzichte van het nulalternatief geven. De vertaling naar de verandering van de import van olie, gas en biomassa als brandstof kan dan, indien geen onderdeel van het model, buiten het model om gebeuren. Voor gas zal hierbij rekening moeten worden gehouden met het in de toekomst toenemen van de import wegens de uitputting van de Nederlandse velden op basis van scenario's voor de toekomstige ontwikkeling van de gasmarkt.

De baat of kost van voorzieningszekerheid is het product van de premie – de waarde van de macroeconomische kosten van veranderingen in voorzieningszekerheid – en het effect van de interconnectie op de importafhankelijkheid. Het effect op de import van gas zal doorslaggevend zijn voor het uiteindelijke resultaat, aangezien olie in Nederland niet wordt gebruikt als brandstof voor centrales. De import van kolen heeft een veel minder sterk effect op de voorzieningszekerheid. Wereldwijd gezien is de productie van kolen minder geconcentreerd dan bijvoorbeeld de productie van aardgas. Prijsonzekerheid is in deze markt daardoor een kleiner probleem en het effect op voorzieningszekerheid daarmee automatisch kleiner.

Een praktisch advies is om voor de baat of kost van voorzieningszekerheid wel rekening te houden met het effect van de interconnectie op de importafhankelijkheid van aardgas en van biomassa en de effecten op het gebruik van kolen en olie te negeren.

Leveringszekerheid

Leveringszekerheid verwijst naar het kwaliteitsaspect van de elektriciteitsvoorziening. Dit aspect kent twee dimensies. In de eerste plaats betreft leveringszekerheid de frequentie en duur van stroomonderbrekingen. Met een gemiddelde storingsduur van 21 minuten in 2011 is de kwaliteit van de Nederlandse netten internationaal gezien erg hoog. Een tweede aspect is de spanningskwaliteit. De Netcode bevat op dit gebied eisen voor harmonische vervorming, *flicker* (snelle spanningsvariaties), spanningsvariaties en asymmetrie.³¹

Stroomstoringen

Een welvaartseffect via vermindering of vergroting van stroomstoringen bestaat uit het effect van een nieuwe interconnectie op het aantal en de omvang van stroomstoringen

³⁰ Daniels et al. (2012) rekenen met een premie van \$ 4,68 per vat olie met een ondergrens van \$ 2,18 en een bovengrens van \$ 7,81. De premie wordt jaarlijks opgehoogd met de BBP-groei. Voor toepassing van deze premie in MKBA's van interconnecties dient de premie o.a. te worden omgerekend naar euro's en naar gas. Zie case study in hoofdstuk 5.

³¹ Voor een overzicht van de eisen, zie Van Lumig e.a. (2012), pp. 17 en 18.

(aantal getroffen huishoudens en producenten van goederen en diensten) en de waardering (kosten) van stroomstoringen. Voor de *waardering* van stroomstoringen bestaan diverse internationaal geaccepteerde methoden; zie Bijlage bij dit hoofdstuk³². De keuze voor een specifieke methode kan op methodologische gronden zijn gebaseerd of op de beschikbaarheid van gegevens en het onderzoeksbudget.

Een praktische aanpak voor de MKBA van een interconnectie is om gebruik te maken van al bestaande gegevens, die door de NMa worden verzameld voor de kwaliteitsregulering van de elektriciteitsmarkt. Baarsma, et al. (2004) hebben voor de NMa een methode ontworpen om de waardering van huishoudens en MKB-bedrijven voor een stroomonderbreking vast te stellen (*value of lost load*, voll). Via een conjunctanalyse wordt de waardering van consumenten en bedrijven getoetst voor onderbrekingen van verschillende uren en met verschillende frequenties. Met de resultaten wordt een compensatiefunctie geschat met frequentie (F, gemiddeld aantal storingen per afnemer per jaar) en duur (D, hier in uren) als verklarende variabelen. Een dergelijke functie past bij het empirisch vastgestelde afnemend marginaal disnut van stroomonderbrekingen. Hoe vaker een stroomonderbreking plaatsvindt, hoe lager de marginale compensatie voor een extra stroomonderbreking. En: hoe langer de duur van stroomonderbrekingen, hoe lager de verlangde compensatie voor een extra storingsminuut.³³

De NMa heeft in 2012 een nieuw onderzoek laten uitvoeren om de consumentenwaardering van stroomstoringen te actualiseren.³⁴ De compensatiefunctie van dat onderzoek kan worden gebruikt voor het inschatten van het effect van een nieuwe interconnectie op de leveringszekerheid. Met de compensatiefunctie wordt de *waarde* van de leveringszekerheid bepaald. Van belang is dat voor het effect in de toekomst de waarde meegroeit met:³⁵

- Stroomgebruik per afnemer: toename van het stroomverbruik per afnemer betekent dat de door de afnemer gepercipieerde schade van een onderbreking groter wordt;
- Verandering in de energie-efficiënte: apparaten leveren met dezelfde hoeveelheid energie meer consumentenwelvaart of productie. Hiervoor dient gecorrigeerd te worden;
- Het reële uurloon: dit loon geldt als een schaduwprijs voor de waarde van vrije tijd. Het geeft daarmee de waarde aan van het niet kunnen consumeren van vrije tijd als gevolg van een stroomstoring. Deze waarde verandert over de tijd.

³² Voor voorbeelden van toepassingen in de praktijk, zie Bijvoet e.a. (2003), De Nooij e.a. (2006), Baarsma en De Nooij (2007) en De Nooij e.a. (2009). Via CEER is een overzicht van best practices beschikbaar, zie: CEER (2010). Ondanks de titel biedt dit rapport geen richtlijn, maar een overzicht van mogelijke methodes voor het berekenen van de Value of Lost Load (VOLL).

³³ In theorie kan de formule ook een negatieve waarde aannemen. Bij lage waarden van F en D hebben huishoudens en bedrijven dan een negatieve betalingsbereidheid (positieve compensatie) voor een verdere verlaging van frequentie en duur van storingen, oftewel een positieve betalingsbereidheid (negatieve compensatie) voor een verhoging van frequentie en duur van storingen. Dit aspect van de compensatiefunctie geeft aan dat de kwaliteit van de netten ook te hoog kan zijn. Voor de MKBA betekent het dat een eventuele verdere verbetering dan geen bruto maatschappelijke baat vormt, en dat (aan de marge; d.w.z. 'een kleine') verslechtering geen maatschappelijke kost is.

³⁴ Blauw, augustus 2012.

³⁵ Als in de MKBA wordt gebruikgemaakt van nominale prijzen (inflatie), dient de compensatie in beginsel in reële termen constant blijven, d.w.z. te worden opgehoogd met het inflatiepeil. Dit is een algemeen punt voor waarderingen in MKBA's. Het is in de Nederlandse praktijk evenwel gebruikelijk om in MKBA's te werken met reële prijzen. In dat geval hoeft met algemene inflatie geen rekening te worden gehouden.

Onderstaande zijn voorbeelden van compensatiefuncties uit Akker e.a. (2009), p. 17.

| | | |
|---------------------------|---|------------------------------------|
| <u>Huishoudens:</u> | | |
| $C(F, D) = \begin{cases}$ | $2,8 \cdot \ln(0,08 \cdot [1 + 100F]) \cdot \ln(2,89 \cdot D)$ | als $F > 0,12$ en $D > 0,35$ |
| | $-12,5 \cdot (1 - F) + 5,77 \ln(2,89 \cdot D) \cdot F$ | als $F \leq 0,12$ en $D > 0,35$ |
| | 0 | als $F > 0,12$ en $D \leq 0,35$ |
| | $-12,5 \cdot (1 - F)$ | als $F \leq 0,12$ en $D \leq 0,35$ |
| <u>Bedrijven:</u> | | |
| $C(F, D) = \begin{cases}$ | $18,2 \cdot \ln(0,11 \cdot [1 + 100F]) \cdot \ln(4,19 \cdot D)$ | als $F > 0,08$ en $D > 0,24$ |
| | $-87 \cdot (1 - F) + 43,01 \ln(4,19 \cdot D) \cdot F$ | als $F \leq 0,08$ en $D > 0,24$ |
| | 0 | als $F > 0,08$ en $D \leq 0,24$ |
| | $-87 \cdot (1 - F)$ | als $F \leq 0,08$ en $D \leq 0,24$ |

Voor 2011 was de gemiddelde storingsduur in Nederland 73 minuten (1,21 uur) en de gemiddelde storingsfrequentie per afnemer 0,29.³⁶ Dit geeft een compensatie van € 2,52 per huishouden en € 29,80 per MKB-bedrijf. Dit zijn relatief lage bedragen, wat aangeeft dat de kwaliteit van de Nederlandse netten door afnemers als relatief goed wordt beschouwd: de betalingsbereidheid voor een verdere verbetering van de kwaliteit is laag.

Akker e.a. (2009) laten praktisch zien hoe de compensatiefunctie voor de waardering van stroomstoringen per jaar gecorrigeerd kan worden voor bovengenoemde factoren. Zo is de compensatie in de functie voor huishoudens tussen 2004 en 2009 met 22% gestegen, voor MKB-bedrijven was de stijging 18%.

De compensatiefunctie verklaart de *waarde* van stroomstoringen. Voor de MKBA van de interconnector moet ook de impact van de investering op zowel de *duur* als de *frequentie* van stroomstoringen in Nederland worden berekend. De compensatiefunctie geeft vervolgens de verandering in de compensatie per huishouden of bedrijf. Door de verandering in compensatie te vermenigvuldigen met het aantal huishoudens en MKB-bedrijven in Nederland, wordt de totale baat of kost van leveringszekerheid berekend.³⁷

Spanningskwaliteit

Een welvaartseffect via spanningskwaliteit bestaat uit twee delen: een verandering in spanningskwaliteit en de waardering van die verandering (meer of minder kosten), door huishoudens en door producenten van goederen en diensten. Volgens recente metingen doen zich in Nederland geen grote problemen met de spanningskwaliteit

³⁶ Zie: NMa (2012).

³⁷ Grote bedrijven zijn of aangesloten op het hoogspanningsnet, of hebben preventieve maatregelen genomen waardoor ze minder impact voelen van stroomstoringen. Deze categorie bedrijven blijft daarom buiten de berekening van leveringszekerheid. Zie: Van der Noll e.a. (2010).

voor.³⁸ Het effect van een interconnectie op de spanningskwaliteit is echter met de huidige beperkte metingen niet goed te bepalen. Dit betekent dat eerst de meetmethodes zouden moeten verbeteren; zie onderstaand tekstvak.

Meten en waarden van spanningskwaliteit

Huidige *metingen* van spanningskwaliteit geven een onvoldoende betrouwbaar beeld, omdat in Nederland relatief weinig metingen worden uitgevoerd (Van Lumig e.a., 2012). Om een betere betrouwbaarheid te bereiken, bevelen Van Lumig e.a. daarom uitbreiding van de meetpopulatie aan.

Het *effect* van een interconnectie op de spanningskwaliteit is met de huidige meetmethodes ook niet te kwantificeren. Van Lumig e.a. (2012) bespreken de effecten van de interconnecties BritNed en NorNed op de spanningskwaliteit. De beschikbare data laten zien dat interconnecties de spanningskwaliteit beïnvloeden. In de buurt van NorNed werd bijvoorbeeld te hoge spanning gemeten en na het aanleggen van BritNed werd een lagere spanning gemeten. Maar bij gebrek aan een nulmeting – wat was de spanningskwaliteit vóór de interconnectie – is niet bekend of BritNed en NorNed spanningsvariaties veroorzaken of juist wegnemen. Van Lumig e.a. (2012) bevelen daarom een aanpassing van de meetmethode aan.

Hoe groot de huidige *kosten* van spanningsproblemen zijn is niet precies te achterhalen (Van Lumig e.a., 2012). Daar zijn drie redenen voor. Ten eerste bestaat er alleen inzicht in de schade veroorzaakt door spanningsdips. De kosten van andere fenomenen die onderdeel zijn van de spanningskwaliteit, zoals *flicker*, spanningsasymmetrie en harmonischen, zijn onbekend. Ten tweede verschillen de kosten per regio, netvlak, industrie en fenomeen. Dit maakt het lastig om voor een MKBA een eenduidig kengetal voor de kosten van een verandering in de spanningskwaliteit te berekenen. Ten derde houden de meeste kostenstudies geen rekening met investeringskosten door afnemers om spanningsproblemen in de eigen installaties te voorkomen. De beschikbare kostenschattingen zijn met andere woorden incompleet.

Met de aanpassing van de meetmethode komen in de komende jaren meetgegevens beschikbaar om het *effect* van de interconnectie op de spanningskwaliteit te kunnen inschatten. Spanningskwaliteit is met andere woorden een aspect dat pas over enkele jaren bij een MKBA voor interconnectie kan worden betrokken. Vervolgens is de vraag welke *waarde* daaraan toegekend moet worden bij gebrek aan goede kostenschattingen. Volgens eerdere schattingen voor Nederland zijn de kosten van spanningsdips circa € 26,5 miljoen per jaar (Laborelec en KEMA, 2006). Dit is waarschijnlijk een onderschatting door de hierboven genoemde methodologische problemen van dergelijke kostenstudies. Het advies is daarom om de kosten van een verandering in spanningskwaliteit via expert opinion in te schatten, als tegen die tijd niet méér duidelijkheid bestaat over deze kosten. Bestaande kostenstudies kunnen dan als input worden genomen en vervolgens kan daar beredeneerd van worden afgeweken.

³⁸ Wolse e.a. (2012).

3.3.6 Effecten op milieu en landschap; hernieuwbare energie

Advies milieueffecten

- Neem veranderingen in de CO₂-uitstoot alleen mee als meerkosten van of besparingen op de aankoop van emissierechten, met uitzondering van scenario's waarin na 2020 het ETS wordt verlaten.
- Neem veranderingen in de uitstoot van schadelijke stoffen mee door de veranderingen in de productie van elektriciteit, in de brandstofmix en in de locatie van productie te koppelen aan emissiefactoren en waarderingskengetallen.

Advies effecten op landschap

- Beschrijf waar hoogspanningsleidingen komen te staan, over welke lengte en in hoeverre er sprake is van doorsnijding van natuurgebieden, recreatiegebieden, gebieden met cultuur-historische waarde en beschrijf de zichtbaarheid voor bewoners en het aantal bewoners dat hiermee wordt geconfronteerd.
- Voor zover het traject ruimtegebruik inperkt, waardeer deze inperking tegen de maatschappelijke waarde van de verloren activiteit.
- Een MER kan mogelijk als basis dienen voor de effecten op het landschap in een MKBA.

Advies hernieuwbare energie

- Handelsvoordelen van een interconnectie strekken zich ook uit tot hernieuwbare energie en worden door het toegepaste model al meegenomen.
- De milieueffecten van connectie met hernieuwbare energie zijn hierboven reeds beschreven.
- Idealiter wordt de invloed van gesubsidieerde elektriciteitsproductie op prijzen en hoeveelheden in een model ingeschat. De meeste modellen nemen dit niet mee. Deze invloed is niet redelijkerwijs buiten een model om in te schatten.
- De richting, kwantificering en waardering van het effect van een interconnectie op benodigde flexibiliteit is niet met kengetallen buiten een model om in te schatten. Per geval zouden de eventuele extra kosten van TenneT op de onbalansmarkt berekend dienen te worden.

Toelichtingen

Milieueffecten

Interconnecties kunnen op twee manieren de uitstoot van broeikasgassen en gassen die slecht zijn voor de gezondheid beïnvloeden: via de geproduceerde hoeveelheid elektriciteit, en via de energiemix (brandstofmix). Wat CO₂-uitstoot betreft dient rekening te worden gehouden met de werking van het huidige ETS: een toename van CO₂-uitstoot die onder het ETS valt, zal onder een effectief plafond elders in Europa tot eenzelfde hoeveelheid afname in CO₂-uitstoot leiden, zodat er uiteindelijk geen effect is op de totale uitstoot van broeikasgassen.

Milieueffecten via uitstoot van broeikasgassen en schadelijke gassen kunnen worden berekend op basis van de verandering in de geproduceerde hoeveelheid elektriciteit, de brandstofmix en de locatie van opwekking. Al eerder is genoemd dat huidige modellen geen gedragsreactie bevatten in termen van bijvoorbeeld productiecapaciteit,

waardoor productie en brandstofmix slechts kunnen veranderen binnen de grenzen van het toegepaste scenario. Bij de milieueffecten zal rekening dienen te worden gehouden met zulke gedragsreacties (zie *Effecten op investeringen in productiecapaciteit en in netwerkkapaciteit*).

De (voorlopige) ENTSO-E-guidelines gaan wat uitstoot betreft alleen in op CO₂-emissies (2012b, blz. 32). Aangezien de emissies onder een ETS-plafond vallen, speelt slechts de *aankoop* van emissierechten een rol, als onderdeel van de opwekkingskosten. Dit is vaak onderdeel van het toegepaste model. ENTSO-E adviseert een gevoeligheidsanalyse op de CO₂-prijs. Onzekerheid over de toekomstige CO₂-prijs kan inderdaad middels gevoeligheidsanalyses erop tot uiting komen. Alternatieven zijn het werken met bandbreedtes of variatie van de CO₂-prijs tussen scenario's.³⁹

Alleen in een scenario waarin de ETS effectief wordt opgeheven, is er reden om emissiereducties tegen maatschappelijke waarde in te boeken. Zie daarvoor de Bijlage. Dit wordt actueel als met betrekking tot het ETS beleidsonzekerheid bestaat over de vraag of er na 2020 nog een effectief plafond zal zijn, iets dat dan in een toekomstscenario tot uitdrukking zou kunnen komen.

Behalve met uitstoot van broeikasgas gaat productie van elektriciteit gepaard met gassen die schadelijk kunnen zijn voor de gezondheid (NO₂, fijnstof) of het milieu (SO₂ and NO_x). Veranderingen in de productie van elektriciteit en in de brandstofmix als gevolg van een interconnectie vereisen daarom een inschatting van de toe- of afname van de uitstoot van deze schadelijke stoffen. Welvaartseffecten voor Nederland vinden plaats indien de uitstoot binnen of in de buurt van de Nederlandse grenzen toe- of afneemt. Dit is in te schatten door de verandering in de productie van elektriciteit en in de brandstofmix te koppelen aan emissiefactoren (kwantificering). Idealiter zijn deze ook voor toekomstscenario's bekend.⁴⁰ Voor de waardering van verandering in uitstoot zijn kengetallen voorhanden (monetarisering).⁴¹ Een voorbeeld van inschatting en waardering is Matsukawa en Mulder (z.d.), waarin de *merit order* wordt gebruikt om veranderingen in import en export te berekenen, en daarop waarderingskengetallen per kWh worden toegepast.⁴²

Effecten op landschap

Hoogspanningsleidingen hebben in potentie verschillende effecten door het ruimtegebruik en het effect op de landschapsbeleving. Per geval zal moeten worden bekeken of het uiteindelijke traject van de leidingen het ruimtegebruik inperkt of de beleving beïnvloedt. Voor zover ruimtegebruik wordt ingeperkt, dient dit als verliespost in de MKBA naar voren te komen door de betreffende ruimte, die nu niet meer voor bepaalde doeleinden kan worden gebruikt, te waarderen tegen de maatschappelijke waarde van de verloren activiteit. Het effect van hoogspanningsleidingen op het landschap en de beleving daarvan is het 'disnut' van iedereen die hiermee

³⁹ Merk op dat ENTSO-E een gevoeligheidsanalyse op de 'maatschappelijke' CO₂-prijs voorstaat. Het gaat hier evenwel om de CO₂-prijs als onderdeel van de kosten om elektriciteit te produceren. Onder een werkend effectief plafond zullen emissies gelijk zijn aan dat plafond, met andere woorden er is geen effect op de totale CO₂-uitstoot van nieuwe interconnecties.

⁴⁰ Er bestaan verschillende bronnen voor emissiefactoren per brandstof. Zie hoofdstuk 5, case study.

⁴¹ Zie De Bruyn e.a. (2010).

⁴² Hun geaggregeerde tabel 1, gebaseerd op gegevens van ExternE, is een optelling van verschillende externe effecten, waaronder CO₂.

geconfronteerd wordt. Leidingen in dichter bevolkte gebieden, gebieden met veel recreatie, een hoge natuurwaarde of een hoge cultuur-historische waarde zullen met meer welvaartsverlies gepaard gaan dan leidingen in andere gebieden. Het ligt voor de hand eerst – deels kwalitatief, deels kwantitatief – te beschrijven in hoeverre aan te leggen leidingen door dit soort gebieden gaan. De aanwijzingen voor cultuur-historie in MER-procedures kunnen hierbij richting geven, maar de vraag is wel of deze in de praktijk voldoende houvast bieden bij een *waardering*.⁴³ Het praktisch waarderen van ‘horizonvervuiling’ is nu eenmaal lastig.⁴⁴

Hernieuwbare energie

Inpassing van hernieuwbare energie vindt plaats als een interconnectie een directe verbinding met hernieuwbare energie tot stand brengt of als een interconnectie leidt tot een betere verbinding met regio's met hernieuwbare energie. De voorlopige ENTSO-E-guideline stelt als indicatoren voor de capaciteit in MWh die direct aan het net wordt gekoppeld resp. de vermeden verspilling (*avoided curtailment*; in MWh) van hernieuwbaar als gevolg van een vermindering van de congestie in het netwerk. De welvaartseffecten hiervan zouden al gemeten moeten worden in het model dat de verandering in consumenten- en producentensurplus berekent, via handelseffecten of via de aankoop van emissierechten.⁴⁵

De inpassing van hernieuwbare energie roept de vraag op of bestaande modellen voldoende rekening houden met alle effecten hiervan. Als productiesubsidies bijvoorbeeld geen onderdeel zijn van het gebruikte model, worden prijzen en aangeboden hoeveelheden niet goed voorspeld. Met name bij duurzame energie kunnen productiesubsidies een belangrijke rol spelen; dit kan zich uiten in biedingen tegen een elektriciteitsprijs van nul of zelfs een negatieve elektriciteitsprijs. Een lagere elektriciteitsprijs kan ook leiden tot hogere productiesubsidies (zie *Effecten op overheidsbegroting*). De meeste modellen nemen deze subsidie-gerelateerde effecten niet mee. De invloed van gesubsidieerde elektriciteitsproductie op prijzen en hoeveelheden is ons inziens echter niet redelijkerwijs buiten een model om in te schatten.

Een nieuwe interconnectie kan leiden tot meer of minder behoefte aan flexibiliteit in het elektriciteitssysteem, in de vorm van beïnvloeding van de productie door TenneT in de *balancing*. Een eerste vraag is of er een effect is en zo ja welke richting dit effect heeft. Een toegenomen import van hernieuwbare energie (in het bijzonder intermitterend duurzaam) kan de benodigde flexibiliteit vergroten. Tegelijkertijd biedt een nieuwe interconnectie meer mogelijkheden tot import en export, wat de benodigde flexibiliteit kan verkleinen. Als de richting van zo'n effect bekend zou zijn, is de vervolgvraag hoe groot het effect is, en hoe het effect in welvaartstermen is te waarderen. Als het toegepaste model geen direct inzicht geeft in richting en omvang van effecten, kan op basis van import, export en energiemix een kwalitatieve

⁴³ W+B (2008); Factsheet cultuurhistorie in MER (2012).

⁴⁴ Zie bijvoorbeeld McKinnon Brander (2011), die concludeert dat “[t]here are currently very few valuation studies that explicitly aim to estimate values associated with landscape fragmentation or defragmentation [...] [A]lthough the number [...] studies addressing open space is large, the number of studies that yield comparable valuation results is relatively low.” En over de algemene toepasbaarheid van resultaten: “Further research could examine the extent to which preferences and values for landscape fragmentation vary across different contexts and scales.”

⁴⁵ Zie Lynch a.e.a. (2011), voor een model waarin doelen voor hernieuwbare energie implicaties hebben voor optimale interconnecties.

beschrijving van het mogelijke effect plaatsvinden. Voor het kwantificeren en waarderen van dit effect buiten het model om bestaat geen uniforme en praktisch toepasbare methode. Per geval zouden de eventuele extra kosten van TenneT op de onbalansmarkt berekend dienen te worden. Dit betreft de markt voor regel- en reservevermogen.⁴⁶ Deze extra kosten worden doorberekend aan de aangeslotenen conform de Tarieencode Elektriciteit (zie artikel 4.5.1 Tarieencode). Ze komen met andere woorden volledig ten laste van het consumentensurplus.

3.3.7 Effecten op concurrentie

Advies

- Idealiter bevatten modellen ook het effect op en via concurrentie. In de praktijk is dat vaak niet het geval.
- Als modellen geen concurrentie-effecten berekenen, kunnen mogelijke effecten op de concurrentie worden gebaseerd op de uitkomsten van het gehanteerde model.
- Als het model namelijk een prijsdaling in Nederland voorspelt, kan een efficiëntiewinst worden ingeboekt volgens een eenvoudige vuistregel. De mate van prijsdaling bepaalt de mate van efficiëntiewinst.

Toelichting

Interconnecties kunnen via prijsconvergentie leiden tot handelsvoordelen. Als in de berekening van handelsvoordelen *niet* het effect via de mate van concurrentie (van elektriciteitsproducenten) wordt meegenomen, worden de effecten niet correct ingeschat. Een vermindering van marktmacht gaat ten koste van de producent en komt ten goede aan de afnemers. Het netto effect hiervan is positief. Deze concurrentie-effecten kunnen zich op verschillende manieren uiten: op korte termijn in lagere kosten en/of lagere mark-ups en ook in verhoogde uitgaven aan bijvoorbeeld operationele en onderhoudskosten of in investeringen in nieuwe technologieën, als die op langere termijn meer efficiëntie bieden (De Nooij, 2011).

Als het toegepaste model geen concurrentie-effecten berekent, klopt derhalve de inschatting van de prijzen en hoeveelheden niet. De vraag is hoe groot concurrentie-effecten voor Nederland kunnen zijn. Eén manier waarop concurrentie-effecten ontstaan voor Nederland is als in het nulalternatief (nu en in de toekomst) de Nederlandse elektriciteitsmarkt wordt gekenmerkt door marktmacht bij producenten en er een interconnectie tot stand komt die de prijs van elektriciteit in Nederland doet dalen (prijstdruk). Hoewel de huidige mate van marktmacht bij opwekking en netwerkbeheer niet eenvoudig kan worden vastgesteld, lijken er wel aanwijzingen dat er (nog) sprake is van enige marktmacht.⁴⁷ De Nooij (2011) stelt voor om de effecten voor Nederland via concurrentie (van elektriciteitsproducenten) ruwweg in te schatten door een fictief percentage efficiëntiewinst te veronderstellen.

⁴⁶ Regelvermogen is continue regelbaar in discrete stappen van 1MW. De op- en afregelsnelheid bedraagt tenminste 7% per minuut en de reactiesnelheid bedraagt maximaal 30 seconden. Partijen kunnen biedingen doen aan TenneT voor regelvermogen. Dit gebeurt een dag van te voren per kwartier. Wanneer op de dag zelf in een bepaald kwartier onbalans ontstaat, roept TenneT eerst het vermogen van de goedkoopsteieder af, vervolgens dat van de op een na goedkoopsteieder en zo verder, totdat de balans is hersteld.

⁴⁷ Kocsis e.a. (te verschijnen); London Economics (2007), Part III, Results for the Netherlands and Great Britain.

Zonder specifieke analyses van het effect van een interconnectie op concurrentie (en strategisch gedrag) lijkt het voorstel van De Nooij (2011) om uit te gaan van 0%-0,375% efficiëntiewinst een praktische oplossing. Deze efficiëntiewinst geldt voor situaties waarin Nederland een interconnectie krijgt met een *goedkoper* productieland, zodat er een neerwaartse prijsdruk ontstaat. De mate waarin deze prijsdruk zich voordoet, volgt uit het gehanteerde model. Bij een kleine of helemaal geen prijsdruk kan 0% efficiëntiewinst worden verondersteld. Aangezien concurrentie effect kan hebben op zowel vaste als variabele kosten, kan het fictieve percentage worden toegepast op de langetermijnproductiekosten. Het gaat dan om een eenmalige, permanente verlaging van het niveau van deze kosten ten opzichte van het niveau zoals dat door het model is verondersteld of berekend. In het scenario kunnen veronderstellingen worden gemaakt over de mate van concurrentie in de toekomst in het nulalternatief, waardoor efficiëntiewinsten niet meer optreden zodra ook zonder nieuwe interconnectie geen marktmacht meer voorkomt.

Het gehanteerde model zal, indien het geen effecten op concurrentie meeneemt, in de situatie dat een interconnectie met een *duurder* land tot stand komt mogelijk óók niet de juiste prijs- en hoeveelheidsveranderingen inschatten. In dat geval zal de prijsverhoging minder sterk zijn dan ingeschat door het model als de concurrentie in andere landen toeneemt door de neerwaartse prijsdruk van relatief goedkope Nederlandse export. We zien geen praktische manier om dit soort effecten buiten het model om in te schatten.⁴⁸

3.3.8 Effecten op de overheidsbegroting

Advies

- Idealiter gaat een MKBA in op de vraag of de ingeschatte effecten van een interconnectie leiden tot een verandering in (subsidie-)uitgaven of (belasting-)inkomsten van de overheid, voor zover deze veranderingen een welvaartseffect meten.
- Het is evenwel de vraag of dit nu al of op korte termijn onderdeel kan zijn van MKBA's van interconnecties, en ook in welke mate dit de resultaten zou beïnvloeden. Advies is om dit nader te onderzoeken. Tot hier meer duidelijkheid over is, zou op korte termijn in MKBA's het wel of niet meenemen van het effect via de overheidsbegroting kunnen afhangen van de vraag of dit vanuit verdelingsoogpunt relevant is.

Toelichting

Als een nieuwe interconnectie tot een verandering in (subsidie-)uitgaven of (belasting-)inkomsten leidt, dienen deze onder bepaalde voorwaarden als een kost (toename uitgaven; afname inkomsten) of baat (afname uitgaven; toename inkomsten) te worden ingeboekt.⁴⁹ Op het eerste gezicht *lijkt* het alsof deze posten *helemaal niet* in aanmerking zouden moeten komen in een MKBA: subsidies en belastingen zijn immers *op zich* geen maatschappelijke kosten of baten, maar een overdracht.

⁴⁸ In deze situatie is er in het buitenland een 'concurrentie-effect', niet in Nederland. Het netto-effect van een correctie op prijs- en hoeveelheidsveranderingen op de welvaart is niet bij voorbaat bekend.

⁴⁹ Zie paragraaf 3.3 in Elhorst, et al., (2004); en CPB (2011), hoofdstuk 3.

Een voorbeeld. Stel, de overheid subsidieert de productie van groene stroom en door een interconnectie neemt deze productie toe. Als een gevolg hiervan nemen de subsidie-uitgaven van de overheid toe. Het toegepaste handelsmodel berekent het effect op de productie van groene stroom en de gevolgen voor de prijs van elektriciteit, waarvan veranderingen in het producenten- en consumentensurplus worden afgeleid. Het model geeft veranderingen in productie van elektriciteit en in de brandstofmix, waarop buiten het model milieueffecten kunnen worden gebaseerd. Stel nu dat het model géén rekening houdt met gesubsidieerde kosten van de productie van groene stroom. In dat geval wordt de aanbodreactie niet goed ingeschat (zie *Effecten op milieu en landschap; hernieuwbare energie*), maar worden wel de juiste productiekosten gehanteerd. Om die laatste reden hoeven de toegenomen subsidie-uitgaven niet nog eens te worden ingeboekt. Stel dat het model uitgaat van lagere productiekosten vanwege de subsidies. In dat geval klopt de aanbodreactie, maar wordt er feitelijk met een te laag bedrag aan productiekosten gerekend, waardoor de toegenomen subsidie-uitgaven wél dienen te worden meegenomen.

De vraag die idealiter in een MKBA van een interconnectie wordt gesteld, is of de ingeschatte effecten leiden tot een verandering in (subsidie-)uitgaven van de overheid, of tot een verandering in (belasting-)inkomsten. Het gaat hierbij om specifieke belastingen en subsidies, zoals de beschreven productiesubsidie op groene stroom, niet om algemene belastingen zoals de BTW, waarover kan worden verondersteld dat een interconnectie geen effect heeft op het niveau ervan.⁵⁰ Significante toe- of afnames van specifieke subsidies of inkomsten zijn relevant voor zover ze een welvaartseffect vormen. De volgende situaties kunnen worden onderscheiden.

- Een toename van subsidie-uitgaven. Zie het beschreven voorbeeld. De vraag is of de aanwending van de subsidies al elders als kost is meegenomen. Zo niet, dan dienen de toegenomen subsidies alsnog als kost te worden ingeboekt.
- Een afname van subsidie-uitgaven. Het omgekeerde van een toename. De vraag is of de verminderde aanwending van de subsidies al elders als besparing is meegenomen. Zo niet, dan dienen de afgenomen subsidies alsnog als baat te worden ingeboekt.
- Een toename van belastinginkomsten. De vraag is hier of de betaling van de belastinginkomsten elders als kost is ingeboekt. Zo ja, dan dient de toename in inkomsten als baat te worden meegenomen. Bij een belasting op de productie van grijze stroom, bijvoorbeeld, zouden door een interconnectie via een toename van de productie de belastinginkomsten kunnen toenemen. Is deze belasting in de productiekosten van grijze stroom meegenomen, dan is er nog geen rekening mee gehouden dat de belastingen productief kunnen worden aangewend, en dienen de toegenomen belastinginkomsten als baat te worden aangemerkt.
- Een afname van belastinginkomsten. Het omgekeerde van een toename. De vraag is hier of de vermindering in de betaling van de belastinginkomsten elders als besparing is ingeboekt. Zo ja, dan dient de afname in inkomsten als kost te worden meegenomen.

Eventuele toe- of afnames in subsidie-uitgaven of belastinginkomsten dienen net als kosten (zie *Kosten*) te worden gecorrigeerd voor in- en uitverdieneffecten (CPB, 2011, met name paragraaf 2.3; kernteam OEI, 2011).

⁵⁰ CPB (2011) stelt: "Om de berekeningen te vereenvoudigen stellen wij voor welvaartseffecten door verschillen in btw-tarieven in principe te verwaarlozen."

Een vraag is of het realistisch is om voor iedere MKBA bovenstaande exercitie uit te voeren.⁵¹ Bij voorkeur is er al een en ander bekend over het effect op subsidies en belastingen en de wijze waarop subsidies en belastingen bij de berekening van effecten een rol spelen. Een praktische oplossing is om dáár nader onderzoek naar te (laten) verrichten, en tot die tijd alleen in te gaan op effecten op de overheidsbegroting indien dat vanuit de verdeling van baten en kosten relevant wordt geacht.

3.4 Het MKBA-kader: actoranalyse en gevoeligheidsanalyse

3.4.1 Gevoeligheidsanalyses

De inschatting van kosten en effecten gaat gepaard om onzekerheid. Er zijn ruwweg drie manieren om deze onzekerheid zichtbaar te maken in de een MKBA. Ten eerste kunnen kosten en effecten afhankelijk zijn van hoe de wereld er in de toekomst uitziet (economische groei, regulering). Zie paragraaf 3.2 over *scenario's*. Ten tweede kunnen berekende kosten of effecten, per scenario, in *bandbreedtes* in plaats van puntschattingen worden uitgedrukt. Dit geeft op directe wijze de invloed van onzekere effecten of waarderingen van effecten aan, en werkt het best als er onderbouwd kan worden dat er sprake is van een bepaalde 'ondergrens' en 'bovengrens'. Voor effecten die niet in bandbreedtes worden uitgedrukt zijn *gevoeligheidsanalyses* van belang. In een gevoeligheidsanalyse, wederom per scenario, wordt bij kosten en effecten die niet zeker zijn gevarieerd in de gehanteerde veronderstellingen, om te onderzoeken hoe gevoelig de resultaten zijn voor deze variaties.

Het hanteren van scenario's, bandbreedtes en gevoeligheidsanalyses geeft hiermee aan hoe robuust uitkomsten zijn voor verschillende toekomstbeelden en verschillen in (veronderstellingen bij) berekende effecten.

3.4.2 Actoranalyse

Een actoranalyse geeft aan bij wie (welke 'actoren') kosten en effecten neerslaan. Zo'n analyse heeft verschillende doelen. Ten eerste kan het inzicht geven in de berekening van effecten, bijvoorbeeld door aan te geven welke effecten doorgegeven effecten zijn (van de ene naar de andere actor) en welke additioneel. Ten tweede kan het beleidsmatig relevant zijn wie er (uiteindelijk) profiteert en wie niet, in plaats van alleen het saldo te weten. Tot slot kan de verdeling van kosten en baten licht werpen op de vraag of degene die de kosten draagt ook geneigd zal zijn deze daadwerkelijk te maken, rekening houdend met de mate waarin die kosten kunnen worden 'terugverdiend'.

⁵¹ De Aanvulling op de leidraad OEI betreffende Indirecte Effecten (2004) stelt: "Er is nader onderzoek nodig naar de vraag op welke markten, en in welke mate, sprake is van versturende belastingen en subsidies. Totdat dergelijk onderzoek is verricht zal in elke KBA opnieuw moeten worden nagegaan of dergelijke situaties zich voordoen."

De belangrijkste actoren die bij interconnecties kunnen worden onderscheiden zijn TenneT, regionale netbeheerders, handelaren en leveranciers, producenten van elektriciteit, en afnemers van elektriciteit (producenten van goederen en diensten, en huishoudens). Daarnaast de overheid (via de overheidsbegroting), en huishoudens zijn niet alleen afnemers van elektriciteit, maar kunnen tevens worden beïnvloed door effecten op milieu en landschap.

Modellen die prijs- en hoeveelheidsveranderingen berekenen maken veelal onderscheid naar producenten van elektriciteit enerzijds en afnemers anderzijds, en houden daarnaast rekening met veranderingen in congestie-inkomsten voor de netbeheerder. Dit roept twee vragen op. Is dit voldoende voor inzicht in de verdeling van kosten en baten? En missen er kosten of baten? Het resterende deel van deze paragraaf gaat hierop in, zonder de pretentie te hebben volledig te zijn met betrekking tot regulering, verdeling en prikkels.

TenneT

TenneT is de partij die de investering in een gereguleerde interconnectie doet. Het ‘baten-kostenplaatje’ voor TenneT wordt beïnvloed door de huidige internationale praktijk dat bij een nieuwe interconnectie de twee aan elkaar verbonden landen 50% van de kosten betalen en 50% van de veilingopbrengsten van de transmissierechten van de nieuwe interconnector krijgen (‘congestie-inkomsten’ van de interconnector). Dit is evenwel nog niet het hele verhaal. Onder bepaalde voorwaarden kan TenneT transporttarieven en systeemtarieven voor afnemers verhogen. Inkomsten voor TenneT kunnen daardoor, en door een toename van de getransporteerde hoeveelheid, stijgen. Tot slot zijn er naast de investeringskosten effecten op operationele kosten en effecten op de netto bijdrage aan het ITC, het compensatiemechanisme. Deze effecten op kosten zijn niet alleen voor TenneT van belang, maar beïnvloeden ook voor de uitkomst van de MKBA: het betreft hier kosten die moeten worden gemaakt als gevolg van de nieuwe interconnectie.

Zie voor details over regulering Hoofdstuk 4. Het punt is hier tweeledig. Ten eerste is er voor een ex ante inschatting van het baten-kostenplaatje voor *TenneT* – feitelijk de (financiële) business case van TenneT – veel meer nodig dan een inschatting van de kosten van de interconnectie en de door het toegepaste model geschatte verandering in congestie-opbrengsten. *Alle* veranderingen in kosten en opbrengsten voor TenneT als gevolg van een nieuwe interconnectie dienen van te voren te worden ingeschat om de business case voor TenneT compleet te krijgen. Alleen *dán* kan, per interconnectie, antwoord worden gevonden op de vraag of er voldoende (financiële) prikkels zijn voor TenneT om de investering te ondernemen.⁵² Als het gaat om prikkels speelt hier mee dat TenneT een gereguleerde partij is waarvan de aandelen voor honderd procent in handen van de Staat zijn. Wordt zo’n bedrijf volledig door financiële prikkels (winstmaximalisatie) gestuurd? Ligt dit anders dan bij een ‘regulier’ bedrijf? Speelt het ‘maatschappelijk’ rendement een belangrijkere rol dan het financiële?

Een tweede punt – feitelijk de andere kant van dezelfde medaille – is dat als het baten-kostenplaatje voor TenneT tevens afhangt van mogelijk verhoogde transporttarieven en dergelijke, het plaatje voor andere actoren er óók anders gaat uitzien. De

⁵² Het algemene vraagstuk van prikkels in relatie tot regulering wordt behandeld in Hoofdstuk 4.

modeluitkomsten met betrekking tot veranderingen in consumenten- en producentensurplus zijn op zijn best onvolledig. Tenzij het volstrekt irrelevant is *wie* er uiteindelijk (netto) profiteert van een nieuwe interconnectie, dient het volledige plaatje voor TenneT, de producenten van elektriciteit en de (verschillende) afnemers van elektriciteit te worden uitgetekend.

Regionale netbeheerders

Wat voor TenneT geldt, geldt ook voor de regionale netbeheerders: indien een nieuwe interconnectie leidt tot extra kosten, dienen deze in de MKBA te worden meegenomen. Op voorhand zijn echter geen effecten op operationele kosten te verwachten.

Handelsmodellen geven geen apart plaatje voor regionale netbeheerders. Indien het beleidsmatig relevant wordt geacht in hoeverre opbrengsten en inkomsten veranderen, zal buiten het model om een inschatting moeten worden gemaakt. Hoofdvraag is of er een verandering in binnenlands elektriciteitsgebruik is en een bijbehorende verandering in de gedistribueerde hoeveelheid elektriciteit en daarmee omzet. Een en ander hangt samen met de verandering in de elektriciteitsprijs, mogelijke veranderingen in transporttarieven en dergelijke, en de prijselasticiteit van de vraag.

Producenten van elektriciteit, handelaren en leveranciers

Het toegepaste handelsmodel geeft een voorspelling van de verandering in het producentensurplus, dat wil zeggen de winst van producenten van elektriciteit, een resultante van prijsveranderingen, hoeveelhedsveranderingen en marges. Handelaren en leveranciers zitten niet apart in handelsmodellen. Indien het beleidsmatig relevant is hoe hun baten-kostenplaatje eruit ziet, dienen veranderingen in de verhandelde hoeveelheid te worden gekoppeld aan de (mogelijk veranderde) handelsmarges.

Afnemers

Het toegepaste handelsmodel geeft een voorspelling van de verandering in het consumentensurplus, op basis van prijsveranderingen en hoeveelhedsveranderingen. Voor *huishoudens* geldt dat de elektriciteitsrekening niet alleen bestaat uit de groothandelsprijs van elektriciteit plus marge, maar tevens uit transport- en systeemtarieven van TenneT en aansluitingskosten van regionale netbeheerders. Dit beperkt de prijsgevoeligheid van de vraag van huishoudens. Daarnaast bepalen mogelijke veranderingen in de transport- en systeemtarieven mede het uiteindelijke effect op de elektriciteitsrekening en daarmee de netto verandering voor huishoudens. Dit kan weer effect hebben op de hoeveelhedsverandering, afhankelijk van de prijsgevoeligheid van de vraag. *Producenten van goederen en diensten* kiezen op basis van een veranderde elektriciteitsprijs nieuwe prijzen, hoeveelheden en marges, gegeven de consumentenvraag.

3.5 Het MKBA-kader: NCW en presentatie

3.5.1 Netto contante waarde: discontovoet

De netto contante waarde (NCW) is de som van alle contant gemaakte baten minus de som van alle contant gemaakte kosten. De discontovoet wordt gebruikt om bedragen

die in de toekomst vallen naar het heden om te rekenen. De standaardwaarde van de (reële) discontovoet ter toepassing in MKBA's van Rijkswegen bedraagt 5,5%.⁵³ Een gevoeligheidsanalyse met een lagere (4%) en hogere (7%) discontovoet strekt tot aanbeveling.

Voor bepaalde effecten geldt een afslag op de discontovoet, zodat een lagere waarde van 4% resulteert.⁵⁴ Dit betreft effecten die gelijktijdig aan twee voorwaarden voldoen: het betreft negatieve externe effecten die door de interconnectie worden ondervangen dan wel veroorzaakt én het betreft externe effecten met een onomkeerbaar karakter. Bij investeringen in interconnecties betreft het veranderingen in CO₂-uitstoot in scenario's waarin na 2020 het ETS wordt verlaten; en veranderingen in de uitstoot van schadelijke stoffen voor zover de resulterende gezondheidsschade een onomkeerbaar karakter heeft of kan hebben.

3.5.2 Presentatie⁵⁵

Een overzichtelijke manier om resultaten uit een MKBA te presenteren is middels tabellen. Het streven om *alle* resultaten uit de analyses in één tabel samen te vatten heeft als voordeel dat de lezer slechts één tabel hoeft te bestuderen, maar heeft als evident nadeel dat de tabel snel groot en onoverzichtelijk wordt. Het presenteren van resultaten in enkele tabellen is een voor de hand liggende oplossing.

De resultaten van de MKBA-analyse bestaan uit verschillende grootheden:

- kwalitatief ingeschatte effecten;
- ingeschatte kosten;
- effecten die enkel kwantitatief zijn ingeschat, maar niet in geld gewaardeerd; en
- effecten die zowel kwantitatief zijn ingeschat, als in geld gewaardeerd.

De resultaten zijn bovendien op verschillende wijzen uitgedrukt:

- als kosten en effecten voor verschillende (zicht-)jaren;
- als contant gemaakte bedragen;
- als som van contant gemaakte bedragen; en
- als netto contante waarde.

De resultaten zijn tot slot geen puntschattingen, maar:

- kunnen variëren per scenario;
- kunnen in bandbreedtes zijn uitgedrukt; en
- zijn in gevoeligheidsanalyses onderzocht.

Een onderscheid kan worden gemaakt naar tabellen die de eindresultaten geven (gericht op de NCW) en tabellen die dienen ter toelichting op de berekeningen die aan het eindresultaat ten grondslag liggen. Voor een goed begrip van de uitkomsten zijn beide tabellen belangrijk.

⁵³ Brief van de minister van Financiën aan de Tweede Kamer, 24 augustus 2011.

⁵⁴ Brief van de minister van Financiën aan de Tweede Kamer, 11 september 2009; Advies werkgroep langetermijndiscontovoet, 2 september 2009.

⁵⁵ Zie ook o.a. Koopmans, december 2004.

Tabellen met resultaten per zichtjaar: kwalitatief, kwantitatief en monetair

Deze tabellen geven per zichtjaar aan wat de ingeschatte effecten zijn. Dit betreft zowel kwalitatieve inschattingen, kwantitatieve inschattingen als welvaartseffecten in monetaire termen. Voor welvaartseffecten in monetaire termen wordt *tevens* het kwantitatieve effect vermeld. Voor effecten waarvoor een bandbreedte is gehanteerd, wordt deze bandbreedte vermeld. Vanwege de overzichtelijkheid ligt het voor de hand één tabel per scenario te presenteren.

Tabellen met gesommeerde, contant gemaakte bedragen

Deze tabellen geven de contante waarde van effecten over de hele periode. Als effecten in monetaire termen zijn berekend, wordt *niet* nog eens het kwantitatieve effect vermeld. De tabellen maken een onderscheid tussen effecten in monetaire termen enerzijds en effecten in kwantitatieve of kwalitatieve termen anderzijds. Al deze effecten staan in de tabel. Bij effecten waarvoor een bandbreedte is gehanteerd, wordt deze bandbreedte vermeld. Er kan worden gekozen voor één tabel per scenario, met resultaten van gevoeligheidsanalyses; of alle scenario's in één tabel, met gevoeligheidsanalyses in aparte tabellen. Voor de monetaire effecten wordt de NCW aangegeven, met bandbreedtes indien die voor de berekening van effecten zijn toegepast.

3.6 Relaties tussen effecten en samenvattende tabel

In de voorgaande paragrafen hebben de relaties tussen effecten weinig aandacht gehad. Deze kunnen op verschillende manieren een rol spelen. Zo kan een verandering in de productiecapaciteit (verandering van voorgenomen investeringen in productielocaties) invloed hebben op de landschappelijke kwaliteit. Als vergrotingen van de productiecapaciteit in de rede liggen, kan dat de berekening van effecten op de voorzieningszekerheid beïnvloeden. Het is daarom zaak per 'stap' (inventarisatie, kwantificering, monetarisering et cetera) de effecten steeds in hun samenhang te bezien.

Tabel 1 vat de belangrijkste inzichten met betrekking tot kosten en effecten uit het MKBA-kader samen. In de eerste kolom staat het betreffende effect of de betreffende kostenpost. De tweede kolom geeft aan in hoeverre de betreffende post relevant is of kan zijn (en of het een additioneel effect betreft). De meest rechterkolom geeft het ideaal aan. Als hier iets staat, wijkt de ideale situatie af van wat op kortere termijn mogelijk is. De derde, vierde en vijfde kolom geven aan hoe een post kan worden meegenomen in de eindpresentatie van een MKBA. Een effect dat wordt gemonetariseerd, wordt in de regel eerst gekwantificeerd, maar dat leidt in deze tabel alleen tot een 'ja' (X) in de kolom "monetair".

Te zien in de kolom "monetair" is dat bijna alle effecten in euro's gewaardeerd meegenomen kunnen worden. Voor de eerste vijf posten mag dat geen verrassing zijn: het betreft posten die al in euro's worden uitgedrukt (kosten, winst, uitgaven,

inkomsten). Bij de effecten op capaciteit is monetaisering conditioneel op het *überhaupt* meenemen van dit effect (tweede kolom) én van de geschiktheid van het model om buiten het model om ingeschatte gedragsreacties weer terug te voeden in dat model. Effecten op congestie worden gewaardeerd op basis van de kosten van maatregelen of investeringen en zijn conditioneel op (de uitkomsten van) een *load flow* analyse. Het effect op voorzieningszekerheid kan middels kengetallen worden gemonetariseerd. Dat geldt eveneens voor het effect op stroomonderbrekingen, maar daarvoor is het wél nodig om te weten of er überhaupt een effect is en wat de mogelijke omvang daarvan is. Veranderingen in de aankoop van emissierechten zijn al onderdeel van de veranderingen in het producentensurplus. Voor schadelijke stoffen bestaan waarderingskengetallen. Monetaisering van effecten op de flexibiliteit zijn conditioneel op de modeluitkomsten (invloed op balanceren) en een inschatting van TenneT van de waardering hiervan. Dat deel van landschapseffecten dat meer of minder ruimte voor ander ruimtegebruik betreft is te monetariseren, voor het overige betreft dit vooralsnog een combinatie van kwalitatieve en kwantitatieve inschattingen. Concurrentie-effecten zijn conditioneel op de uitkomsten van het model en kunnen via een vuistregel worden gemonetariseerd. Het effect via de overheidsbegroting is per definitie in euro's en is conditioneel op informatie hierover. Verdelingseffecten zijn niet additioneel, maar betreft de verdeling van effecten die grotendeels in euro's zijn uitgedrukt. Alleen effecten op spanningskwaliteit zijn vooralsnog niet in euro's uit te drukken en afhankelijk van expert opinion en orde-van-grootte-inschattingen.

De 'inpassing' van duurzame of *hernieuwbare energie* komt in de tabel slechts expliciet voor vanwege de invloed op flexibiliteit/balanceren. Dit komt omdat de handelsvoordelen van een interconnectie zich ook uitstrekken tot hernieuwbare energie en in de regel door het toegepaste model al worden meegenomen. De milieueffecten van connectie met hernieuwbare energie zijn te vinden onder de kopjes "milieu". De invloed van gesubsidieerde elektriciteitsproductie op prijzen en hoeveelheden staat als ideaal bij de berekening van producentensurplus, consumentensurplus en congestie-inkomsten vermeld.

Het presenteren van zowel gemonetariseerde als niet-gemonetariseerde effecten gaat gepaard met interpretatierisico's. Effecten in euro's kunnen 'harder' overkomen. Anderzijds kunnen kwalitatieve of kwantitatieve effecten een 'eigen leven' gaan leiden. Ons inziens is daar niet veel aan te doen en ligt de oplossing in ieder geval niet in het negeren van (relevante) effecten.

Tot slot is in de tabel onderscheid gemaakt naar posten die in bestaande MKBA's al aan bod komen en posten die daarvan afwijken. De laatste zijn in de lichtgroene cellen weergegeven. Het betreft deels verbeteringen van berekeningen van bestaande effecten, deels het (mogelijk) meenemen van additionele effecten.

Tabel 1: MKBA kader: Samenvatting van belangrijkste kosten en effecten.

| <i>Kosten, effecten</i> | <i>Meenemen?</i> | <i>Kwalitatief?</i> | <i>Kwantitatief?</i> | <i>Monetair?</i> | <i>Ideaal/ lange termijn</i> |
|--|---|---------------------|--|---|--|
| Investeringskosten | Ja (het Nederlandse deel), incl. alle noodzakelijke investeringen | | | X | |
| Terugkerende kosten | Ja | | | X | |
| Verandering producentensurplus (winst) producenten elektriciteit | Ja (m.b.v. 'surplus'-model) | | | X | Bij prijs-elastische vraag ook effect van mogelijke tariefstijgingen betrekken. Effect productiesubsidies op biedingen |
| Verandering consumentensurplus elektriciteit (afnemers) | Ja (m.b.v. 'surplus'-model) | | | X | Idem |
| Effect op congestie-inkomsten TenneT | Ja (m.b.v. 'surplus'-model) | | | X | Idem |
| Gedragseffect op investeringen productiecapaciteit | Laten afhangen van uitkomsten model | X (expert opinion) | X (orde van grootte verandering in capaciteit) | X (welvaartseffect; na terugvoeding in model) | Onderdeel van model |
| Gedragseffect op investeringen regionale netwerkcapaciteit | Laten afhangen van uitkomsten model | X (expert opinion) | X (orde van grootte verandering in capaciteit) | X (welvaartseffect; na terugvoeding in model) | Onderdeel van model |
| Effect op nationale congestie | Ja, afhankelijk van beschikbaarheid van netwerkmodel of marktmodel met (vereenvoudigde) representatie van nationale netwerk | | | X ((vermeden) kosten bij operationele maatregelen zoals congestiemanagement, investeringskosten bij netwerkuitbreiding) | Congestiekosten of – opbrengsten berekenen m.b.v. marktmodel met (vereenvoudigde) representatie van nationale netwerk |
| Effect op voorzieningszekerheid | Ja, via kengetallenmethode | | | X | |
| Effect op spanningskwaliteit | Ja, bij beschikbaar komen van betere meetresultaten | X (expert opinion) | X (orde van grootte) | | Wel meenemen m.b.v. goede metingen |
| Effect op stroomonderbrekingen | Ja, indien effect in de rede ligt | | | X | |

| <i>Kosten, effecten</i> | <i>Meenemen?</i> | <i>Kwalitatief?</i> | <i>Kwantitatief?</i> | <i>Monetair?</i> | <i>Ideaal/ lange termijn</i> |
|---------------------------------------|---|-----------------------------|--------------------------|--|---|
| Milieu: CO ₂ | Ja, verandering in aankoop emissierechten (onderdeel model, <i>niet additioneel</i>) | | | X | |
| Milieu: schadelijke stoffen | Ja | | | X | |
| Inpassing hernieuwbaar: flexibiliteit | Ja, indien invloed op balancerings TenneT | X (o.b.v. model-uitkomsten) | | X (indien in te schatten door TenneT) | Onderdeel van model |
| Landschap | Ja | X (beschrijving) | X (aantal bewoners e.d.) | X (m.b.t. evt. inperking ruimtegebruik) | Monetaire waardering verandering landschapskwaliteit |
| Concurrentie | Ja, o.b.v. uitkomsten (daling prijzen) model | | | X (vuistregel) | Onderdeel van model |
| Overheidsbegroting | Ja, indien er voldoende bekend is over welvaartseffecten via subsidies en belastingen | | | X | O.b.v. ingeschatte effecten en bestaande subsidies en belastingen |
| Verdelingseffecten | Ja, tenzij verdeling beleidsmatig irrelevant is | | | X (geen welvaartseffect, maar wel in monetaire termen) | |

Derde, vierde en vijfde kolom: X = ja. Lichtgroene cellen geven afwijkingen van een 'basis'-MKBA aan.

4

Het reguleringskader: huidige praktijk en mogelijke aanpassingen

4.1 Inleiding

Het doel van het afwegings- en reguleringskader is het bereiken van een maatschappelijk optimale hoeveelheid interconnectiecapaciteit. Hoofdstuk 3 heeft laten zien dat als eerste stap een breder afwegingskader nodig is om alle relevante maatschappelijke effecten (kosten en baten) in de investeringsbeslissingen van TenneT te laten meewegen. Omdat TenneT opereert in een gereguleerde omgeving, worden zijn beslissingen ook beïnvloed door het geheel aan wet- en regelgeving dat op deze organisatie van toepassing is, het zogenaamde reguleringskader. Dit kader beïnvloedt de aard, omvang en verdeling van (additionele) effecten die geïdentificeerd zijn in het verbrede MKBA afwegingskader van hoofdstuk 3.

Ondanks dit verbrede MKBA afwegingskader kan het zijn dat maatschappelijk (on)gewenste investeringen in interconnectoren (wel) geen doorgang vinden vanwege suboptimale regulering waardoor de afweging van de investeerder (TenneT) op basis van de business case nog steeds niet gelijk loopt met de maatschappelijk optimale afweging. Het reguleringskader kan ertoe leiden dat TenneT niet alle maatschappelijke kosten en baten volledig meeneemt in haar investeringsbeslissingen. Als tweede stap zijn daarom aanpassingen aan het reguleringskader nodig om de maatschappelijk optimale hoeveelheid investeringen in interconnectiecapaciteit te bereiken.

In dit hoofdstuk zal het reguleringskader voor investeringen in interconnecties worden geanalyseerd met betrekking tot de volgende drie aspecten:

1. Kostenallocatie (paragraaf 4.2);
2. Efficiency- versus investeringsprikkels (paragraaf 4.3);
3. Netwerk planning (paragraaf 4.4).

Voor elk van deze aspecten analyseren we achtereenvolgens (i) de huidige situatie, (ii) de belangrijkste tekortkomingen of problemen van de huidige situatie, en (iii) alternatieve benaderingen en mogelijke aanpassingen van het reguleringskader teneinde deze problemen te reduceren.

Aanpassingen van het reguleringskader hebben implicaties voor de verdeling van rollen, taken en verantwoordelijkheden van en tussen instituties op Europees, regionaal en nationaal niveau. Deze implicaties worden kort aangegeven op het einde van dit hoofdstuk (paragraaf 4.5).

4.2 Kostenallocatie

4.2.1 Huidige kostenallocatie: verdeling van kosten en baten over stakeholders

TenneT/investeerder

TenneT behaalt inkomsten uit veilingopbrengsten en nationale netwerktarieven en is nettobetaler voor transport over buitenlandse transmissienetwerken.

Allereerst worden transmissierechten van de nieuwe interconnector geveild door de TSO in het geval van een gereguleerde verbinding of door de investeerder in het geval van een Merchant verbinding. Transmissierechten kunnen in principe geveild worden op elektriciteitsmarkten met verschillende looptijden (forward d.w.z. één of meerdere jaren, maanden of weken vooruit; day-ahead, intra day, balanceringsmarkt). Producenten kopen transmissierechten voor export van elektriciteit op een expliciete veiling (alleen netwerkcapaciteit) of impliciete veiling (netwerkcapaciteit wordt gebundeld verkocht met de elektriciteit). De prijs van deze transmissierechten is in het geval van impliciete veiling van transmissierechten zoals op de day-ahead markt, afgezien van marktimperfecties, door prijsarbitrage per definitie gelijk aan het verschil in elektriciteitsprijzen tussen binnen- en buitenland (Van der Welle *et al.* 2011a). De congestion rents worden in principe dus geheel betaald door producenten. De veilingopbrengsten worden in het algemeen op basis van de 50/50 regel verdeeld tussen de TSO's van de twee betrokken landen (CWE, 2008; EC, 2011).⁵⁶ Deze opbrengsten komen in Nederland terecht in het fonds van Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet waaruit nieuwe interconnecties worden gefinancierd.⁵⁷ Tekorten kunnen ten laste worden gebracht van gebruikers via de transporttarieven. Eventuele residuele kosten worden dus betaald door consumenten.

Op basis van het Inter-TSO Compensatie (ITC) mechanisme ontvangen nationale TSO's daarnaast compensatie voor het transport over het eigen transmissienetwerk van

⁵⁶ Het laatste document noemt als uitzonderingen de kostenallocatie bij interconnecties tussen Ierland en Engeland, en tussen Frankrijk en Luxemburg..

⁵⁷ Aangezien de Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet onder TenneT Holding valt, leiden investeringen in interconnecties voor TenneT tot balansverlenging. TenneT lijkt op dit moment niet voor de bijbehorende financieringskosten te worden gecompenseerd. Dit zal verder worden besproken in paragraaf 4.3.

grensoverschrijdende stromen en dienen ze te betalen voor het transport over buitenlandse transmissienetwerken. Hieruit volgt een netto betaling of ontvangst (het totale bedrag aan ontvangsten en betalingen is nul, daarmee is het een “zero sum game” voor TSO’s). Deze wordt geheel doorberekend in toegestane inkomsten van TenneT: bij een nettobetaling worden toegestane inkomsten van TenneT hoger, bij een netto-ontvangst dalen de toegestane inkomsten. Nederland betaalt ca. 17 miljoen euro per jaar (bedrag voor 2009), dit bedrag wordt verwerkt in de transporttarieven. De transporttarieven worden geheel in rekening gebracht bij de consumenten.

Verder worden zowel de operationele kosten die samenhangen met het beheer van interconnecties alsook de nationale netwerkinvesteringen die samenhangen met de interconnectie verrekend in de nationale transporttarieven.⁵⁸ De transporttarieven worden betaald door consumenten.

4.2.2 Huidige kostenallocatie suboptimaal

Onjuiste verdeling van kosten van interconnecties over stakeholders in binnen- en buitenland kan investeringen in nieuwe interconnecties belemmeren. De huidige methoden voor kostenallocatie worden vanwege drie redenen als suboptimaal gezien.

Bilaterale afspraken over interconnecties leiden tot free riding van derde landen

Allereerst worden afspraken over grensoverschrijdende netwerkuitbreiding bilateraal gemaakt tussen de twee betrokken TSO’s uit verschillende landen. De kosten van een nieuwe interconnectie worden in de regel dan ook gelijkelijk verdeeld over de twee betrokken TSO’s uit verschillende landen. In twee situaties kan dit leiden tot free riding van derde landen. Indien de nieuwe interconnecties in een vermaasd netwerk op basis van Alternating Current (AC) technologie worden gebouwd zullen vanwege ongeprijsde netwerkeffecten (‘loop flows’) kosten en baten gedeeltelijk in andere landen terecht komen. In het geval de investering resulteert in additionele baten voor een derde land, maar deze baten worden niet meegenomen in de investeringsbeslissing, dan vindt er free riding door het derde land plaats. Dit kan ertoe leiden dat de investering niet gerealiseerd wordt. Een voorbeeld hiervan zijn netwerkuitbreidingen in Oost-Europese landen waarvan de voordelen gedeeltelijk terecht komen bij Duitsland, dat in de huidige situatie daarvoor niet betaald. In het geval de investering resulteert in additionele kosten voor een derde land, maar deze kosten worden niet meegenomen in de investeringsbeslissing dan vindt er free riding door de investeerders ten koste van het derde land plaats. Dit kan ertoe leiden dat investeringen tot stand komen die onwenselijk of te groot zijn vanuit overall maatschappelijk perspectief.

Socialisatie van netwerkkosten is suboptimale basis voor kostenallocatie

Ten tweede, onder de huidige regulering worden de kosten die aan een land zijn toegerekend gesocialiseerd aan binnenlandse consumenten en producenten (in de meeste landen alleen consumenten) via nationale netwerktarieven (in Nederland via de veilingopbrengsten) op basis van nationale regels. Kosten worden daarbij op basis van administratieve regels gelijkelijk verdeeld over (sub)groepen consumenten en producenten zonder rekening te houden met de veranderingen in de verdeling van baten door de interconnectie. Dit leidt ertoe dat de partijen die kosten ondervinden van

⁵⁸ In het geval van NorNed zijn de operationele kosten tot 2010 onttrokken aan de veilingpot.

de interconnectie niet worden gecompenseerd met baten, terwijl partijen die baten ondervinden niet meebetalen aan de kosten van extra interconnecties.

Rol van congestion rents als inkomstenbron voor TSO's neemt sterk af

Ten derde kunnen investeringen in interconnectoren hoogstwaarschijnlijk minder dan voorheen worden terugverdiend uit congestieopbrengsten. Door uitbreiding van de netwerkcapaciteit treedt er namelijk minder congestie op. Dit verlaagt de inkomsten uit netwerkinvesteringen voor TSO's en merchant investors en zet business cases onder druk indien deze partijen de inkomstendaling niet kunnen compenseren uit andere inkomstenbronnen zoals netwerktarieven.

4.2.3 Aanpassingen aan reguleringskader verbeteren kostenallocatie

De volgende aanpassingen verbeteren de kostenallocatie tussen landen en over stakeholders.

Multilaterale afspraken over interconnecties voorkomen free riding

Free-riding van derde landen vanwege netwerkeffecten kan worden voorkomen met een meer Europese benadering van netwerkuitbreidingen zoals voorzien in ontwerpverordening COM(2011) 658 finaal. De ontwerpverordening⁵⁹ bepaalt niet alleen uitvoering van een kosten-batenanalyse (KBA) voor als PCI geïdentificeerde projecten,⁶⁰ maar maakt ook toewijzing van kosten op basis van deze KBA mogelijk.⁶¹ Artikel 13 lid 5 stelt dat nationale toezichthouders (d.w.z. de toezichthouders van de betrokken regionale groep(en)) samen dienen te beslissen over de cross-border allocatie van de kosten van projecten met significante grensoverschrijdende effecten (PCI's) en daarvoor *onder andere* de KBA kunnen gebruiken. Voorwaarde hiervoor is dat er een verzoek is van tenminste één project promotor (lid 1b). Indien nationale toezichthouders er niet binnen 6 maanden uitkomen, dient ACER een beslissing te nemen (artikel 13, lid 6).

Met de voorgestelde wetgeving wordt een deel van de kostenallocatieproblemen dus aangepakt. Hoewel afwijkingen van de kostenallocatie op basis van KBA resultaten mogelijk zijn en er op basis van politieke overwegingen een beslissing kan worden genomen, lijkt dit geen probleem. Dit heeft als voordeel dat Nederland een andere positie kan innemen, b.v. als de resultaten van een Nederlandse MKBA daar aanleiding toe geven. Verder zal in het geval van afwijking van de KBA resultaten één van de landen meer dienen te betalen dan de bijdrage die verwacht mocht worden op basis van zijn baten. Naar verwachting is de bereidheid om relatief meer te betalen beperkt als er geen duidelijk aanwijsbare flaws in de KBA volgens EU methodologie zitten, in die zin fungeert de verdeling van baten in de KBA als ankerpunt. Verder geldt dat één toezichthouder een investeringsbeslissing niet eenzijdig kan vertragen vanwege de kostenallocatie, omdat de beslissingsbevoegdheid bij gebrek aan overeenstemming al na 6 maanden verschuift naar ACER. Overigens zijn er nog wel twijfels in hoeverre ACER

⁵⁹ De tekst hierna weerspiegelt de laatste publieke versie van de onderhandelingen over de ontwerpverordening (REV 6) van 6 september 2012.

⁶⁰ Naast interconnecties kunnen dit ook belangrijke nationale verbindingen zijn.

⁶¹ Artikel 13 is niet van toepassing op merchant verbindingen, zie artikel 13 lid 8a.

bevoegd is om een beslissing te nemen over grensoverschrijdende kostenallocatie vanwege mogelijke beperkingen aan haar wettelijke macht om nationale toezichthouders te passeren en om beslissingen over kostenallocatie af te dwingen (Von Hirschhausen *et al.* 2012). Het is essentieel dat ACER voldoende bevoegdheden heeft of krijgt om multilaterale afspraken over kostenallocatie af te dwingen. Zonder deze bevoegdheden zal de realisatie van nieuwe, welvaartsverhogende interconnecties niet of in langzamer tempo doorgaan.

Advies:

Free-riding van derde landen vanwege netwerkeffecten kan worden voorkomen met een meer Europese benadering van netwerkuitbreidingen zoals voorzien in ontwerpverordening COM(2011) 658 finaal. Nationale toezichthouders op energiemarkten nemen in eerste instantie in regionale groepen een beslissing over de grensoverschrijdende allocatie van kosten van PCI's. Het wordt aanbevolen om de kosten zo mogelijk te verdelen naar rato van de netto-baten van elk land in de voorgeschreven KBA, tenzij het resultaat hiervan significant afwijkt van de Nederlandse MKBA (zie paragraaf 2.2). Dit biedt de beste garantie dat investeringsbeslissingen zoveel mogelijk worden genomen op basis van het maatschappelijk perspectief terwijl tegelijkertijd het Nederlandse belang is gewaarborgd.

Toepassing van het beneficiary pays principe leidt tot betere kostenallocatie

Er is een goed alternatief voor socialisatie van netwerkkosten beschikbaar. Met het beneficiary pays principe worden kosten zoveel mogelijk toegerekend aan specifieke landen/TSO's en binnen landen aan producenten en consumenten die baten ondervinden. Zowel beleidsmakers in de Verenigde Staten (FERC) als de Europese Unie proberen het beneficiary pays principe op regionaal niveau (meerdere EU lidstaten/staten in de VS) toe te passen.

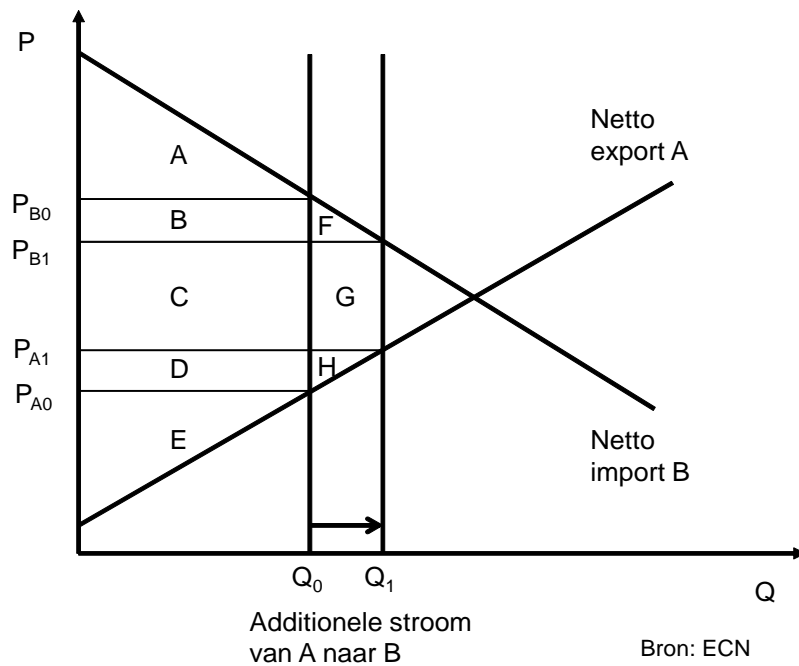
Voor toepassing van het beneficiary pays principe kan onderstaand figuur als uitgangspunt worden genomen.⁶² De netto export⁶³ en netto import curves geven weer in welke mate netto export en import afhankelijk zijn van de elektriciteitsprijs. De verticale lijnen zijn respectievelijk de interconnectiecapaciteiten vóór (Q_0) en na (Q_1) netwerkuitbreiding. Uit **Figuur 1** kunnen de *verwachte* baten van een nieuwe interconnectie voor producenten, consumenten en netbeheerders per land voor twee landen worden afgeleid.⁶⁴

⁶² Soortgelijke figuren zijn te vinden in ERGEG (2009), De Jong (2009) en Hogan (2011).

⁶³ Er is sprake van netto export als $\text{export} - \text{import} > 0$ en van netto import als $\text{import} - \text{export} > 0$. Het betreft hier commercieel verhandelde elektriciteit op elektriciteitsbeurzen. Netto export en importcurves geven niet de precieze kostenverdeling weer; daarvoor dienen er vraag- en aanbodcurves voor elk land te worden gebruikt. Dat betekent echter een complexer plaatje.

⁶⁴ Een ex-ante perspectief waarbij kosten worden toegerekend op basis van verwachte baten wordt als onvermijdelijk gezien omdat het (nog) niet mogelijk is om kosten ex-post toe te kennen vanwege de complexiteit van netwerkkinteracties. Gerealiseerde elektriciteitsstromen geven onvoldoende inzicht in de waarde van netwerkbepalingen (Hogan, 2011).

Figuur 1: Ontwikkeling van producentensurplus, consumentensurplus en congestie-inkomsten bij uitbreiding van de interconnectiecapaciteit



Referentiescenario:

- Producentensurplus: E (land A)
- Consumentensurplus: A (land B)
- Congestion rents: B+C+D (land A en B)

In een scenario met netwerkuitbreiding:

- Producentensurplus: E+D+H (land A)
- Consumentensurplus: A+B+F (land B)
- Congestion rents: C+G (land A en B)

De bruto voordelen van de investering voor de maatschappij zijn gelijk aan $F+G+H$, overige veranderingen zijn herverdelingseffecten. De incrementele voordelen moeten nog afgewogen worden tegen de investeringskosten van de interconnector (en additionele nationale infrastructuur) en bijbehorende O&M kosten. Verder zijn er ook nog baten en kosten van additionele (indirecte) effecten zoals het effect van een verandering van de elektriciteitsprijs op de productmarkt en externe effecten voor zover deze niet geïnternaliseerd zijn in de elektriciteitsprijzen zoals het effect op voorzieningszekerheid en de kosten van andere broeikasgasemissies dan CO_2 .⁶⁵ Deze effecten zijn beschreven in hoofdstuk 3.

De investeerder ondervindt zonder additionele regulering alleen het voordeel G van de interconnector en weegt dit voordeel af tegen de investeringskosten. Voor het exporterende land (hier A) geldt dat producenten kunnen profiteren van extra export, terwijl consumenten verliezen door de hogere prijs van elektriciteit (stijging van P_{A0} naar P_{A1} , oppervlakte D). Voor het importerende land (hier B) geldt dat consumenten

⁶⁵ Merk op dat als producenten rekening houden met CO_2 emissiekosten in hun productiebeslissingen vanwege CO_2 emissiehandel, de CO_2 emissiekosten al zijn geïnternaliseerd in de netto export en import curves.

profiteren van een lagere elektriciteitsprijs (daling van P_{B0} naar P_{B1} , oppervlakte B) ten koste van de producenten in dit land.

Als het effect van regulering op de baten en kosten van producenten en consumenten wordt meegenomen veranderen de netto-baten voor producenten en consumenten. Zoals we eerder hebben gezien betalen producenten voor de transmissierechten die door TSO's of merchant investeerders worden geveild. Deze betalingen zijn gelijk aan de congestion rents. Om het netto welvaartseffect van de interconnectie op producenten te berekenen dient het producentensurplus hiervoor te worden gecorrigeerd. Consumenten betalen via de transporttarieven de operationele kosten van nieuwe interconnecties,⁶⁶ de investeringskosten als die niet geheel uit het fonds van de Stichting Beheer Doelgelden Landelijk Hoogspanningsnet kunnen worden gefinancierd, de investeringen in nationale netwerkinfrastructuur die samenhangen met de investering in de interconnectie en de kosten voor het gebruik van buitenlandse netwerken zoals in rekening gebracht door het ITC mechanisme. Om het netto effect van de interconnectie op consumenten te berekenen dienen deze kosten op het consumentensurplus in mindering te worden gebracht.

Toepasbaar op interconnectie?

De toepassing van het beneficiary pays principe op investeringen in interconnecties wordt gecompliceerd door twee factoren.

Ten eerste, indien er veel onzekerheid is over de baten en daarmee grote spreiding van verwachte baten, is het lastiger om kosten op basis van het principe toe te wijzen. In een vermaasd netwerk met veel wisselstroomverbindingen, zoals in de CWE regio waarvan Nederland deel uitmaakt, kunnen de baten namelijk bij veel verschillende gebruikers terecht komen bij variatie in de veronderstellingen die vooraf gemaakt worden. Het is minder waarschijnlijk dat belanghebbenden kostenallocatie op basis van verwachte netto baten accepteren als er tegelijkertijd een reële kans is op veel lagere netto baten. Dit kan betekenen dat een deel van de kosten niet aan specifieke netgebruikers kan worden toegewezen en bij alle netgebruikers in rekening moet worden gebracht. Alleen in een extreme situatie, bij een uniforme verdeling van de mogelijke uitkomsten komt dit de facto neer op socialisatie van kosten aan alle netgebruikers (Hogan, 2011).

Ten tweede zorgen regels voor handhaving van de betrouwbaarheid van het netwerk zoals het N-1 criterium⁶⁷ ervoor dat extra netwerkinvesteringen nodig zijn bovenop het optimum vanuit economisch oogpunt. Deze regels hebben tot doel om te voorkomen dat uitval van een productie-eenheid of netwerkcomponent de bedrijfsvoering van het elektriciteitssysteem in gevaar brengt met als gevolg een oncontroleerbare verstoring met gevolgen voor elektriciteitssystemen van andere landen. Omdat alle netgebruikers van een hoge betrouwbaarheid van het systeem ('publiek goed') profiteren, zouden de kosten hiervan gesocialiseerd moeten worden.



⁶⁶ In het geval van de NorNed kabel zijn de operationele kosten tot 2010 onttrokken aan de veilingpot.

⁶⁷ Het N-1 criterium stelt dat uitval van een elektriciteitscentrale of netwerkelement opgevangen moet kunnen worden door het elektriciteitsnetwerk zonder de veiligheid van het systeem in gevaar te brengen. Elke EU lidstaat heeft het N-1 criterium opgenomen in regelgeving. Voor meer informatie over de toepassing van het N-1 criterium in Nederland op interconnecties, zie paragraaf 5.7 van de Netcode van de NMa. Elektriciteitsnetwerken worden daarom zodanig gedimensioneerd en gebruikt dat bij uitval van een hoogspanningslijn het transport probleemloos via de overige hoogspanningslijnen kan verlopen.

Advies:

Het beneficiary pays principe kan vanwege een tweetal factoren in veel gevallen niet precies en op de totale kosten worden toegepast. Allereerst is toepassing van het beneficiary pays principe gecompliceerd in het geval van grote onzekerheid over de verwachte baten. In sommige situaties kunnen daardoor niet alle verwachte baten aan specifieke gebruikers worden toegewezen en is gedeeltelijke kostensocialisatie onvermijdelijk. In het extreme geval dat de baten uniform en met gelijke kans verdeeld zijn over alle mogelijke situaties betekent dit volledige kostensocialisatie. Indien er daarnaast extra investeringen nodig zijn bovenop het economisch optimum voor het handhaven van de betrouwbaarheid van het netwerk, dan zou dit deel van de investeringskosten gesocialiseerd moeten worden omdat alle netgebruikers hiervan profiteren. Ondanks deze beperkingen voor precieze en volledige toepassing, wordt toepassing van het beneficiary pays principe geadviseerd omdat dit Nederland substantiële maatschappelijke baten kan opleveren ten opzichte van de huidige situatie met kostensocialisatie.

Andere inkomstenbronnen kunnen compenseren voor afname congestion rents

Tenslotte beschikken TSO's over andere inkomstenbronnen die voor de afname van congestion rents zouden kunnen compenseren. Congestieopbrengsten weerspiegelen namelijk alleen de korte termijn marginale netwerkkosten en de opbrengsten hieruit zijn lager dan de totale netwerkkosten vanwege de genoemde betrouwbaarheidsrestricties (Pérez-Arriaga, 1995). Het ITC mechanisme en nationale netwerktarieven dienen ter dekking van de residuele netwerkkosten.

ITC mechanisme suboptimaal

Met het ITC mechanisme kunnen TSO's opbrengsten behalen uit compensatie voor het elektriciteitstransport over hun nationale netwerken vanwege cross-border flows. Het mechanisme vervangt eerder bestaande grensoverschrijdende netwerktoegangstarieven die leidden tot "tariff pancaking" en een belemmering vormden voor de ontwikkeling van een geïntegreerde EU elektriciteitsmarkt.

Centraal in het mechanisme staat het ITC fonds. Uit het fonds ontvangen landen compensatie voor (a) de kosten van netwerkverliezen voor nationale transmissiesystemen als gevolg van op het net optredende grensoverschrijdende elektriciteitsstromen, en (b) de kosten van het beschikbaar stellen van infrastructuur voor op het net optredende grensoverschrijdende elektriciteitsstromen.

Het ITC mechanisme is een zogenaamde 'zero-sum game' waarbij het ene land het andere land compenseert zodanig dat de som van nettobetalingen en netto-ontvangsten optelt tot nul. Het fonds wordt jaarlijks berekend en verdeeld op basis van ex-post analyse. In 2011 bedroeg het compensatiebedrag voor de kosten van netwerkverliezen 125 miljoen euro (component (a) hierboven) en 100 miljoen euro voor het beschikbaar stellen van infrastructuur (component (b) hierboven) (ACER, 2012a).

Vanwege deze beperkte omvang⁶⁸ speelt het ITC mechanisme nu slechts een marginale rol bij investeringsbeslissingen. Compensatiebetalingen tussen landen zouden moeten stijgen om de werkelijke kosten van het gebruik van de huidige en toekomstige nationale infrastructuur voor grensoverschrijdende stromen beter te weerspiegelen. De huidige beperkte omvang heeft veel te maken met de suboptimale vormgeving van het huidige ITC mechanisme.

In de eerste plaats kennen methoden om de kosten van het gebruik van infrastructuur door grensoverschrijdende stromen te verrekenen diverse beperkingen. Eén van de beperkingen is dat het huidige ITC mechanisme geen onderscheid kan maken tussen de afkomst van de flows (commerciële flows, loop flows of flows vanwege onderlinge TSO ondersteuning). Transits worden daardoor toegerekend aan de netto flows van beide betrokken landen, waardoor deze toenemen in verhouding tot de totale (absolute) waarde van de nettostromen naar en van alle nationale transmissiesystemen. Dit vergroot de bijdragen van importerende landen die worden geconfronteerd met loop flows zoals Nederland aan het ITC fonds.

Een andere beperking is dat de methode voor het compenseren van TSO's voor de kosten voor hosting van grensoverschrijdende stromen gebaseerd is op grensoverschrijdende transacties. Er bestaat echter geen onbetwistbare methode om te bepalen of deze stromen veroorzaakt zijn door nationale of internationale partijen (Stoilov *et al.* 2011, von Hirschhausen *et al.* 2012). Het gevolg hiervan is dat de verdeling van de kosten van een nieuwe interconnectie tussen landen niet in lijn is met de verdeling van de opbrengsten ervan. De partij die exporteert wordt een nettobetalder, terwijl importerende partijen een netto-ontvanger van het ITC mechanisme worden (zie voorbeeld 3 van Stoilov *et al.* 2011).

Daarnaast is het ITC een ex-post mechanisme dat geen rekening houdt met de verwachte kosten en baten van nieuwe infrastructuur omdat het gebaseerd is op gerealiseerde transitstromen in het verleden. Het gebrek aan een beoordeling van verwachte kosten heeft ertoe geleid dat met Verordening 838/2010 de omvang van het compensatiebedrag voor het beschikbaar stellen van infrastructuur voor grensoverschrijdende stromen is beperkt tot 100 miljoen euro. Bij de herziening van het ITC mechanisme dient ACER volgens de verordening dan ook een technische en economische beoordeling van de 'forward-looking long-run average incremental costs' (LRAIC) voor het beschikbaar stellen van elektriciteitsinfrastructuur uit te voeren. De draft beoordeling is onlangs beschikbaar gekomen, ondersteund door een rapport van consultant Consentec (ACER, 2012c; Consentec, 2012). Consentec onderscheidt drie benaderingen voor het bepalen van de LRAIC. De drie benaderingen leiden tot een grotere omvang van het infrastructuurfonds: indicatieve schattingen laten een omvang zien ter grootte van 456 – 1068 miljoen euro in het jaar 2022.

Echter, het is zeer de vraag of een grotere rol van het ITC mechanisme in de toekomst wel mogelijk is, als de overige, eerdergenoemde beperkingen (loop flow issue, het gebruik van cross-border transacties) niet worden geadresseerd.

⁶⁸ De totale TSO congestie inkomsten bedroegen in 2010 zo'n 1,300 miljoen euro, zie EC (2011c).

Advies:

Het huidige ITC mechanisme is suboptimaal, veranderingen zijn onderwerp van Europese discussies. Het Ministerie van EZ zou waar mogelijk aanpassingen aan het ITC mechanisme moeten stimuleren (b.v. omgang met loop flows, kostenverdeling, omvorming tot een forward looking ex-ante mechanisme).

Nationale netwerktarieven suboptimaal

Nationale netwerktarieven dekken zowel de nettobetalingen in het kader van het ITC mechanisme alsook de operationele kosten van nieuwe interconnectieverbindingen en de investeringen in daarmee samenhangende nationale netwerkinfrastructuur.

Indien de omvang van de congestion rents afneemt, zouden investeringskosten in interconnectoren verrekend kunnen worden in nationale netwerktarieven, aangezien producenten of consumenten op jaarbasis netto-voordelen ondervinden van de nieuwe interconnectoren. Het ligt voor de hand dat als producenten minder hoeven te betalen aan transmissierechten, zij gaan meebetalen aan de kosten van interconnectoren via de nationale netwerktarieven aangezien zij ook een deel van de baten realiseren. Een betere verdeling van transportkosten over producenten en consumenten kan volgen uit de toepassing van het beneficiary pays principe.

Mogelijkheden tot invoering van nationale producententarieven

Het laten meebetalen van producenten wordt gehinderd door het gebrek aan harmonisatie van netwerktariefstructuren in Europa. Als één land producenten laat meebetalen aan netwerkinvesteringen en andere landen doen dat niet, dan kan dit leiden tot kunstmatige prijsverschillen tussen landen die niet gerelateerd zijn aan comparatieve voor- of nadelen met als gevolg verstoring van de concurrentie op de (Noordwest) Europese elektriciteitsmarkt. Daarom is Europese harmonisatie van nationale netwerktariefstructuren wenselijk. Tot op heden zijn de harmonisatie inspanningen minimaal; huidige EU regelgeving (EC Verordening 838/2010) streeft slechts naar harmonisatie van gemiddelde producententarieven in de range van 0-0,5 EUR/MWh.⁶⁹ Daarmee zijn producententarieven begrenst tot 0,5 EUR/MWh. Koutstaal *et al.* (2012) hebben laten zien dat een producententarief van dit niveau minder dan 2% van de totale inkomsten van Nederlandse netbeheerders uit transporttarieven bij producenten neerlegt. De begrenzing van de producententarieven maakt invoering van een producententarief daarmee weinig zinvol. Aanpassing van de Europese regelgeving op dit punt is dus noodzakelijk voor significante allocatie van netwerkkosten aan producenten.

In de huidige wetgeving zijn twee algemene mogelijkheden tot aanpassing van de huidige kostenallocatie via netwerktarifiering voorzien. Artikel 18 van Verordening 714/2009 biedt aan de EC de mogelijkheid om richtsnoeren voor zowel het ITC mechanisme als verdergaande harmonisatie van nationale netwerktariefstructuren op te stellen. Verder biedt artikel 8(6) lid k van dezelfde verordening de mogelijkheid tot het opstellen van netwerk codes op deze gebieden door ENTSO-E met voorafgaande

⁶⁹ Er gelden uitzonderingen voor Denemarken, Zweden, Finland (0-1,2 EUR/MWh), Ierland, Verenigd Koninkrijk, Noord-Ierland (0-2,5 EUR/MWh) en Roemenië (0-2,0 EUR/MWh).

kaderrichtlijn door ACER. In het ACER ontwerp werkprogramma voor 2013 worden potentiële kaderrichtlijnen voor de harmonisatie van nationale tariefstructuren en het regulatorische kader voor investeringen genoemd (ACER, 2012b). ACER dient in het tweede semester van 2013 een scoping paper voor te bereiden over problemen die om actie vragen door ofwel kaderrichtlijn of EC richtsnoeren. Verder is ACER op basis van Verordening 838/2010 verplicht om de geschiktheid van de producententarieven te monitoren wat betreft de impact op systeemgebruikers in het algemeen en de impact op financierbaarheid van transmissie-infrastructuur voor het behalen van duurzame doelstellingen in het bijzonder. Daarnaast dient ACER tegen 1 januari 2014 een voorstel te doen voor de ranges van de producententarieven vanaf 1 januari 2015.

Advies:

TSO's kunnen de afname van congestie-inkomsten compenseren uit hogere netwerktarieven. Invoering van een producententarif kan compenseren voor de verwachte afname van de relatieve bijdrage van producenten. Een significante bijdrage van Nederlandse producenten wordt belemmert door de huidige EC regelgeving. Het advies aan het Ministerie van EZ is om te lobbyen voor aanpassing van de grenzen van het producententarif in EU regelgeving om een significant producententarif in te kunnen voeren.

Alternatieve / complementaire oplossing

Overigens is ook een alternatieve oplossing denkbaar. Congestion rents kunnen wellicht op peil worden gehouden door invoering van grotere locatie-specifieke prikkels via meer prijszones bij zonal pricing⁷⁰ of door de invoering van nodal pricing.⁷¹ Een voorbeeld: als er verschillende prijzen gelden op verbindingen tussen respectievelijk Nederland en Noord-Duitsland en Nederland en Midden-Duitsland, kunnen in uren met congestie grotere prijsverschillen ontstaan. Een grotere prijsvariabiliteit betekent - ceteris paribus - hogere congestion rents. Hogere congestion rents zullen deels ten koste gaan van inkomsten die nu uit de toepassing van congestiemanagement (system redispatch) binnen landen worden verkregen. Echter, het wordt algemeen erkend dat de efficiëntie van veilingmechanismen die worden toegepast bij zonal en nodal pricing groter is dan bij system redispatch. Deze hogere efficiëntie komt tot stand door de grotere prijsverschillen die optreden bij de toepassing van een veilingmechanisme. Daardoor is er een positief netto-effect van invoering van meer prijszones bij zonal pricing of invoering van nodal pricing op de inkomsten van een TSO. De invoering van locatie-specifieke prikkels zoals prijszones wordt in meer detail besproken in paragraaf 4.4.

⁷⁰ Bij zonal pricing worden prijzen per zone bepaald, gegeven handelorders en netwerkrestricties tussen de zones. Bidding zones vallen nu in de regel samen met landen (m.u.v. de Scandinavische landen), bidding zones die onafhankelijk zijn van landsgrenzen (d.w.z. delen van landen of meerdere landen omvatten) zijn voorzien voor de komende jaren.

⁷¹ Bij nodal pricing worden elektriciteitsprijzen per node bepaald, de prijsvorming weerspiegelt daarmee nog meer de congestie.

4.3 Efficiency- en investeringsprikkels

4.3.1 Huidige situatie

De huidige, dominante benadering voor de regulering van investeringen in interconnectoren wordt veelal aangeduid als het ‘gesocialiseerde’ regime. In dit regime worden investeringen in interconnectoren uitgevoerd en geëxploiteerd door de betrokken TSO’s, onder toezicht van hun nationale reguleringsautoriteiten, terwijl de kosten en opbrengsten van deze investeringen worden verrekend in gereguleerde transporttarieven aan de verbruikers van elektriciteit.⁷²

Reguleringsdilemma

Het reguleringskader dient maatschappelijk wenselijke investeringen te bevorderen en niet-gewenste investeringen te vermijden. Hierbij ziet de toezichthouder zich geconfronteerd met het volgende reguleringsdilemma: enerzijds moeten maatschappelijk gewenste investeringen voldoende worden geprikkeld en uitgevoerd, zonder tegelijkertijd overbodige investeringen uit te lokken; anderzijds moeten er prikkels worden gegeven aan de netbeheerder zodat maatschappelijk wenselijke investeringen op een efficiënte wijze worden uitgevoerd waardoor netwerk tarieven voor elektriciteitsverbruikers redelijk zijn, dat wil zeggen niet hoger dan noodzakelijk.

Als reactie op dit dilemma is in zowel Nederland als de internationale praktijk een benadering ontwikkeld voor de beoordeling en regulering van bijzondere investeringen in energienetwerken, inclusief interconnectoren, bestaande uit de volgende twee stappen (Tieben et al. 2010; zie tevens paragraaf 2.1):

- *Noodzakelijkheidstest*: Is de investering nuttig en noodzakelijk? De eerste stap is een ex-ante beoordeling van nut en noodzaak van investeringen. Er bestaat op dit moment geen eenduidige methode om de noodzakelijkheidstest uit te voeren, maar er lijkt een trend te zijn naar uitvoerige en veelomvattende MKBA’s, zoals uiteengezet in hoofdstuk 3.
- *Efficiëntietest*: De tweede stap is de eigenlijke reguleringsstap. Gegeven dat al besloten is dat de investering als zodanig nuttig en noodzakelijk is, welke prikkels waarborgen dan dat de investering tegen minimale kosten wordt uitgevoerd en hoe wordt dit vastgelegd in de (tarief)regulering van de betreffende investering? In Nederland wordt deze stap uitgevoerd door de NMa die besluit welke doelmatig geachte netwerkkosten maximaal mogen worden doorberekend in de transporttarieven aan de elektriciteitsverbruikers.

Bonus-malus prikkels ter verhoging van de efficiency

Een andere, additionele reactie op het reguleringsdilemma, in het bijzonder om de efficiency te verhogen, is het introduceren van bonus-malus prikkels. Aangezien voor gereguleerde investeringen in interconnectie kostenvergoeding grotendeels is gegarandeerd, loopt TenneT slechts een beperkt risico voor bepaalde kostenoverschrijdingen, projectvertraging of tegenvallende opbrengsten. Dientengevolge ervaart TenneT weinig druk om kosten te minimaliseren en opbrengsten te maximaliseren (door het maximaliseren van de beschikbaarheid/-

⁷² Zie paragraaf 4.2.1 voor de specifieke situatie in Nederland.

benutting van de transmissiecapaciteit). Teneinde het risico van de eindverbruikers te verlagen op hogere, gereguleerde tarieven dan noodzakelijk kunnen aan de goedkeuring van een gereguleerd project voorwaarden worden verbonden die prikkels introduceren voor een meer efficiënte uitvoering van het project (De Jong, 2009).

In het verleden heeft de NMA dergelijke prikkels al op beperkte schaal toegepast in het kader van de NorNed interconnectie (de zogenaamde ‘bonus-malus’ regeling). Zo ontving TenneT bij de goedkeuring van dit project prikkels voor het reduceren van bepaalde risico’s op projectvertragingen en kostenoverschrijdingen evenals voor het beschikbaar stellen van de interconnectie in termen van zowel maximale capaciteit als tijdige ingebruikname (DTe, 2004; De Jong, 2009). Deze ‘bonus-malus’ prikkels waren symmetrisch ontworpen, i.e. zowel geminimaliseerd als gemaximaliseerd. Deze prikkels betroffen echter slechts een beperkt aantal geselecteerde variabelen en niet het geheel van alle beïnvloedbare kosten en opbrengsten door TenneT.

4.3.2 Onvolkomenheden van huidig regime

Opgemerkt dient te worden dat het samenspel van bovenstaande twee stappen slechts in één richting werkt: ze voorkomen dat investeringen onnodig, te vroeg dan wel inefficiënt worden gedaan. Er is echter geen garantie voor de andere richting: als de netbeheerder geen aanvraag indient wordt er geen test uitgevoerd en dus kan het zijn dat een investering die uit maatschappelijk oogpunt wenselijk is niet wordt uitgevoerd. De testen sluiten deze mogelijkheid niet uit. In beginsel zou het reguleringskader de netbeheerder op de juiste manier moeten prikkelen voor het uitvoeren van noodzakelijke, efficiënte en tijdige investeringen. De belangrijkste prikkel hiervoor is de rentabiliteit van de investering. De regulering moet de rentabiliteit voor de nuttige en noodzakelijke investeringen borgen, maar waar dit eventueel tot overbodige investeringen zou kunnen leiden zet het bovenbeschreven proces een rem op deze neiging (Tieben et al. 2010).

In het huidige reguleringsregime in Nederland ligt de nadruk echter sterk op het verbeteren van de kostenefficiëntie waardoor er mogelijk onvoldoende prikkels zijn voor TenneT om maatschappelijk wenselijke investeringen in interconnectoren uit te voeren. Immers, zowel de kosten als de (veiling)opbrengsten van een gesocialiseerde interconnector lopen via het Fonds van de Stichting Beheer Doelgelden Landelijke Hoogspanningsnet, terwijl het saldo tussen deze kosten en baten zo nodig wordt verrekend in de netwerktarieven (zie paragraaf 4.2.1). Door deze constructie kan TenneT zijn (doelmatige) kosten weliswaar terugverdienen maar resteert er geen rendement voor TenneT (terwijl de Stichting Doelgelden onder de TenneT Holding valt en dientengevolge wordt opgenomen in de balans van TenneT). Het ontbreken van een rendementsprikkel kan voor TenneT reden zijn om minder pro actief te zijn in het identificeren, aanvragen en uitvoeren van maatschappelijk gewenste investeringen in interconnectie.

Relatie tussen risico, rendement en investeringsbeslissing

Een andere onvolkomenheid van het huidige reguleringsstelsel betreft de relatie tussen de investeringsbeslissing en het risico/rendement van de investering. Door de bovengenoemde financiële constructie krijgt TenneT de kosten van een investering in

een (wisselstroom) interconnector vergoed en loopt ze een beperkt risico met betrekking tot eventuele financiële mee- of tegenvallers (die worden – via de verrekening in de netwerktarieven – de facto doorgeschoven naar de eindverbruikers).

Het systeem van maatstafconcurrentie moet TenneT prikkelen doelmatig te investeren en genereert daarmee wel een financieel risico ook voor investeringen in interconnectoren. Een wisselstroomconnector kan door TenneT worden aangemeld als bijzondere uitbreidingsinvestering waarmee de doelmatige kosten van de investering onderdeel worden van de benchmark. TenneT loopt nu het risico dat niet-doelmatige kosten niet vergoed worden via de transporttarieven. Ook zullen tegenslagen bij de aanleg van de interconnector drukken op het financieel resultaat voor TenneT. Dit is voor interconnectoren een reëel risico, aangezien investeringen in interconnectie vaak een innovatief karakter hebben met kinderziektes en onvoorziene kosten als gevolg.

Voor gelijkstroominterconnectoren zoals NorNed geldt de bonus-malusprikkel, die een voor TenneT een financieel effect kunnen hebben, al zijn tegen- of meevallers onder dit regime gemaximaliseerd.

Tenslotte loopt TenneT net als iedere ander netbeheerder een regulatorisch risico. Niet voorziene wijzigingen in de regulering zullen de toegestane inkomsten en dus het rendement van een investering in interconnectie beïnvloeden.

TenneT opereert met andere woorden in veld waar de financiële prikkels voor investeringen in interconnectie niet eenduidig zijn. Een bonus-malus prikkel compenseert voor een deel het gebrek aan financiële stimulansen van een investering onder het regime van het Fonds van de Stichting Beheer Doelgeden Landelijke Hoogspanningsnet. Investeringen in wisselstroomverbindingen kunnen onder de maatstafconcurrentie vallen en ervaren daarmee het nadeel van deze reguleringssystematiek: de nadruk ligt op het stimuleren van kostenefficiëntie wat tot een onbalans kan leiden met de noodzaak voor het realiseren van capaciteitsinvesteringen.

Onder-investering in interconnectoren?

Bij de stelling dat er geen garantie is dat maatschappelijk gewenste investeringen in interconnectoren daadwerkelijk worden aangevraagd en uitgevoerd – waardoor er dientengevolge sprake zou kunnen zijn van een ‘onder-investering’ in interconnectoren – kunnen echter enkele kanttekeningen worden geplaatst.

Ter eerste, als uitvloeisel van het Derde EU Energiepakket dienen nationale netbeheerders (TSO's) elke twee jaar een kwaliteits- en capaciteitsdocument (KCD) op te stellen met daarin een analyse van benodigde investeringen vanuit technisch oogpunt, met inbegrip van de internationale transmissie-investeringsplannen. Daarnaast dienen regionale groepen van TSO's elke twee jaar regionale investeringsplannen op te stellen, resulterend in een 10-jaren regionaal investeringsplan voor elke groep ('Regional 10YNDP'). Op basis daarvan stelt ENTSO-E vervolgens een 10-jaren Europees investeringsplan op ('European 10YNDP') dat elke twee jaar wordt geactualiseerd. Deze plannen dienen de werkelijk knelpunten en prioriteitsprojecten op regionale schaal te identificeren en nationale

toezichhouders/ACER in staat te stellen om deze investeringsplannen kritisch te volgen. Als de TSO van land A een investering niet doet, dan heeft dat mogelijk gevolgen voor TSO's van landen B en C. Die TSO's zullen dat hoogstwaarschijnlijk niet accepteren. Al deze investeringsplannen bevorderen derhalve de kans dat maatschappelijk noodzakelijke investeringen worden geïdentificeerd en geopenbaard – en dat er een bepaalde maatschappelijke druk ontstaat om ze uit te voeren – maar bieden op zich nog geen garantie dat deze investeringen ook daadwerkelijk worden geïmplementeerd.

Ten tweede, de gedachte dat het huidige reguleringskader teveel nadruk legt op kostenefficiëntie en te weinig aandacht heeft voor voldoende investeringsprikkels wordt niet algemeen gedeeld. Zo is de NMa van mening dat er niet te weinig kosten worden vergoed en dat er doorgaans sprake is van een goede afweging tussen efficiëntie- en investeringsprikkels. Daarnaast vindt de NMa dat TenneT geen vermogenskostenvergoeding nodig heeft omdat TenneT de volledige kosten van een investering vergoed krijgt en geen rente en aflossingskosten hoeft te betalen. Voor de NMa zijn investeringsprikkels geen doel op zich en wil men voorkomen dat netbeheerders worden geprikkeld om teveel te investeren.⁷³

Ten derde, tegenover de mogelijkheid van een onder-investering in maatschappelijk gewenste interconnecties staat het risico van een 'overinvestering' in niet-gewenste projecten. Zolang investeringen in de regulatorische activabasis terechtkomen, krijgen netbeheerders in ieder geval hun kosten vergoed, terwijl er sprake kan zijn van maatschappelijk niet-gewenste investeringen en zelfs van 'stranded assets' als later blijkt dat bepaalde investeringen inderdaad niet noodzakelijk zijn geweest. Het risico van overinvesteringen in interconnecties dient echter niet zozeer verkleind te worden door het achterwege laten van voldoende investeringsprikkels voor (maatschappelijk gewenste) interconnectoren maar veeleer door het uitvoeren van een adequate noodzakelijkheidstest waarin een investering wordt beoordeeld op basis van meerdere, uiteenlopende scenario's, inclusief een goede inschatting en afweging van de onzekerheden en risico's ten aanzien van de betrokken investering.

Tenslotte, een onder-investering in interconnecties kan het gevolg zijn van andere oorzaken dan een gebrek aan investeringsprikkels zoals de langdurige, bureaucratische en internationaal-politiek lastige besluitvormings- en uitvoeringsprocedures (soms 10-20 jaar, of nog langer). Hoewel sterkere investeringsprikkels kunnen stimuleren om deze andere oorzaken te reduceren, is het veelal effectiever om ze, voor zover mogelijk, direct aan te pakken (bijvoorbeeld door het versimpelen of stroomlijnen van de procedures).

4.3.3 Mogelijke aanpassingen en alternatieve opties

Het probleem van onvoldoende investeringsprikkels voor TenneT kan binnen het huidige reguleringskader in beginsel eenvoudig worden opgelost door het introduceren van een bepaalde vergoeding of rendement voor de financieringskosten van een investering in interconnectie. Vanwege de balansvergroting als gevolg van het opnemen

⁷³ Deze opvattingen zijn naar voren gebracht door de NMa tijdens een interview in het kader van onderhavige studie en vervolgens nader toegelicht in een reactie op een conceptversie van dit rapport.

van de Stichting Doelgelden onder de TenneT Holding lijkt enige vergoeding van de kapitaalkosten redelijk en vormt mogelijk tevens een effectieve prikkel voor de tijdige aanvraag en uitvoering van maatschappelijk gewenste investeringen in interconnectie. Aangezien het risico van deze investeringen onder het huidige reguleringskader echter beperkt aanwezig is voor TenneT kan het betreffende rendement relatief bescheiden zijn.

Een keerzijde van het introduceren van een financieringsvergoeding ten bate van TenneT is dat consumenten, via de doorwerking in de netwerktarieven, een hogere prijs gaan betalen voor hun elektriciteitsverbruik (waar tegenover staat dat de enige aandeelhouder van TenneT, het Ministerie van Financiën, een hogere rendementsuitkering krijgt waardoor burgers en bedrijven mogelijk minder belasting hoeven te betalen). Een ander, relevanter en belangrijker bezwaar van het introduceren van een bepaalde, i.e. vaste vergoeding is dat er nog steeds geen relatie wordt gelegd tussen deze vergoeding en de onzekerheden, risico's en uiteindelijke netto (maatschappelijke) opbrengsten van de betreffende investering. Hierdoor blijft er sprake van een suboptimale relatie tussen het nemen van een investeringsbeslissing en het dragen van de bijbehorende risico's ten aanzien van de kosten en opbrengsten van de investering.

Bonus-malus regeling

Een andere, mogelijke aanpassing binnen het huidige regime betreft het introduceren van een bonus-malus regeling voor de investering als geheel, i.e. voor het geheel van alle door TenneT beïnvloedbare kosten en opbrengsten van de investering, waarbij de bonus-malus afhangt van de netto resultaten van de investering (in tegenstelling tot de bonus-malus regeling in het kader van de NorNed interconnectie die slechts betrekking heeft op een beperkt aantal geselecteerde variabelen, zie paragraaf 4.3.1). De bonus-malus prikkels kunnen zowel worden geminimaliseerd als gemaximaliseerd.

Een dergelijke aanpassing heeft twee voordelen en ondervangt daarmee de twee belangrijkste onvolkomenheden van het huidige systeem (paragraaf 4.3.2). Ten eerste verbetert een bonus-malus regeling voor de investering als geheel de balans tussen investerings- en efficiëncyprikkels. Ten tweede legt zo'n regeling een directe relatie tussen de investeringsbeslissing en het risico/rendement van de investering waardoor de afweging van risico's en het nemen van de juiste beslissingen wordt verbeterd. Een mogelijk bezwaar van een bonus-malus regeling is dat de toezichthouder, NMa, bij het ontwerpen van een dergelijke regeling wellicht geconfronteerd wordt met bepaalde vormen van asymmetrische informatie over kosten en opbrengsten van de investering ten opzichte van de netbeheerder c.q. de uitvoerder van de investering, TenneT.

De kern van de voorgestelde bonus-malus regeling is dat mee- en tegenvallers in alle door TenneT beïnvloedbare kosten en opbrengsten van de investering direct worden vertaald in het netto resultaat (rendement) dat TenneT behaalt over de betreffende investering. Hierdoor kan TenneT worden geprikkeld om investeringsrisico's adequaat in te schatten en mee te nemen in de investeringsbeslissing, om enerzijds maatschappelijk ongewenste investeringen te vermijden en anderzijds maatschappelijk gewenste investeringen te identificeren en uit te voeren, evenals om de efficiency van laatstgenoemde, gewenste investeringen te bevorderen.

Alternatieve opties

De literatuur en ervaring in omliggende landen, zoals Engeland, bieden aanknopingspunten voor alternatieve reguleringsopties met een betere balans tussen de prikkel voor het realiseren van investeringen in het elektriciteitsnetwerk en de prikkel voor het bewaken van de kostenefficiëntie (Tieben et al., 2010 en 2012). Relevante vraag voor dit rapport is of dergelijke opties toepasbaar zijn op investeringen in interconnecties. Het antwoord is voor een deel bevestigend. De primaire inkomsten van TenneT bij interconnectie betreffen de congestieopbrengsten. Maar een interconnectie is niet *stand alone* en vraagt investeringen in de rest van het netwerk waarvoor het nationale reguleringskader wel relevant is. Dit is vooral een langetermijneffect, omdat TenneT onderhevig is aan omzetregulering en dus binnen een reguleringsperiode geen extra inkomsten kan genereren via vergroting van de netwerkcapaciteit.

Naast het huidige reguleringssysteem zijn er grofweg twee categorieën van alternatieve reguleringsopties:

1. Betere balans van investerings- en efficiëncyprikkels via een alternatief systeem, zoals het 'sliding scale' regime (zie paragraaf 4.3.4);
2. Betere balans van investerings- en efficiëncyprikkels via de introductie van allerlei markt- en onderhandelingsmodellen, bijvoorbeeld het 'cap & floor' systeem (zie paragraaf 4.3.5).⁷⁴

4.3.4 Regulering via een 'sliding scale'

Een optie voor een betere balans tussen investerings- en efficiëncyprikkels is tariefregulering via een zogenaamde 'sliding scale' (Tieben et al., 2010 en 2012). Stel dat investeringsplannen worden goedgekeurd en ex-ante in het tarief- of prijsplafond worden verwerkt. Het reguleringsprobleem is nu wat er gebeurt als er afwijkingen ontstaan tussen geplande (verwachte) kosten en werkelijke kosten? Als deze afwijkingen worden doorgegeven aan de consumenten ('full cost pass through') dan reduceert dit het investeringsrisico voor de netbeheerder maar ook de prikkel om (onnodige) kosten te vermijden. Als deze afwijkingen echter voor rekening dan wel ten gunste van de investeerder zijn ('no cost pass through'), dan versterkt dit de efficiëntieprikkel voor de netbeheerder maar ook diens investeringsrisico.

Een probleem van de 'no cost pass through' optie is dat de toezichthouder niet weet wat het efficiënte (geplande) investeringsniveau is. Als de geplande uitgaven te hoog worden ingeschat holt dit in feite de effectieve regulering uit; als deze te laag worden ingeschat, blijven de noodzakelijke investeringen achterwege (Tieben et al., 2010).

Bovenstaande varianten van tariefregulering zijn twee extreme vormen van doorberekening van kostenverschillen. De 'cost pass through' factor kan echter ook een tussenvorm van deze uitersten zijn waarbij een deel van het kostenverschil wordt doorgegeven aan de consumenten. Dit wordt aangeduid als 'sliding scale'. Bijvoorbeeld, als deze factor 60% bedraagt, dan mag de investeerder 60% van het verschil tussen

⁷⁴ Naast het cap & floor systeem bestaat de tweede categorie van alternatieve reguleringsopties uit diverse onderhandelingsmodellen tussen netbeheerders en afnemersorganisaties. Voor een nadere bespreking van deze onderhandelingsmodellen, zie Bijlage C.

werkelijke en geplande uitgaven doorgeven en moet 40% zelf dragen, terwijl het omgekeerde geldt voor een negatief verschil (Idem).

Menu van 'sliding scales'

Voor de 'sliding scale' optie is het vastleggen van de geplande (verwachte) investeringskosten cruciaal. De netbeheerder kan deze kosten doorgaans beter inschatten dan de toezichthouder ('asymmetrische informatie'). Hoe kunnen we echter aannemen dat de investeerder zijn 'ware' verwachte kosten kenbaar maakt? Een oplossing voor dit probleem is de zogenaamde 'menu of sliding scales'.

Binnen een 'menu of sliding scales' kiest de investeerder zelf de 'cost pass through' factor. Het menu zelf wordt door de toezichthouder ontworpen. Het idee is dat de keuzes in het menu aansluiten bij de financiële prikkels van de netbeheerder, zodanig dat het altijd in het belang van de investeerder is om de waarheid over zijn investeringsbehoefte en kosten te openbaren.⁷⁵

Evaluatie en advies

Een menuaanpak biedt de flexibiliteit om een geschikt evenwicht te zoeken tussen de prikkels voor kostenefficiëntie en de prikkels voor investering in een interconnectie. Voor de toezichthouder kan menuregulering bijdragen aan het verminderen van de informatieachterstand op de netbeheerder die in deze aanpak wordt geprikkeld om via zijn keuzes informatie over zijn kostenstructuur prijs te geven.

Een nadeel van een menuregeling is de complexiteit van de aanpak. De ontwikkeling van de methode (de keuze van de opties, de parameters voor de prikkels) kan de nodige tijd vergen en dus kostbaar zijn. Gezien het maatschappelijk belang van een interconnector zullen deze uitvoeringskosten echter relatief beperkt zijn. Regulering van de investeringen in interconnectie via een menu of 'sliding scales' is daarom een serieus alternatief voor de huidige aanpak. Alternatieve opties zoals een bonus-malus regeling of het 'cap and floor regime' (zie hieronder) missen de 'slimme' werking van de menu-aanpak, maar zijn eenvoudiger te ontwerpen en in te voeren. Het risico op fouten is bij deze alternatieve groter, omdat de kracht van de investeringsprikkel ad-hoc wordt vastgesteld. Er is geen economisch principe dat bepaalt hoe groot de bonus of malus moet zijn of welke bandbreedte de 'cap and floor' moet hebben. Het cap and systeem is bovendien nog nergens toegepast, terwijl de menu-aanpak in de praktijk is getest. Empirische evaluaties geven aan deze systematiek een effectieve methode is om de balans tussen kostenefficiëntie en investeringsprikkels in het netbeheer te verbeteren. Dit is een les die ook geldt voor investeringen in interconnectie.

4.3.5 Cap and floor regime

Een alternatieve benadering voor het stimuleren van investeringen in interconnectoren is het zogenaamde 'cap and floor regime', dat ontwikkeld wordt door Ofgem en CREG –

⁷⁵ Voor een nadere toelichting en de technische details van de 'menu of sliding scales' benadering, zie Tieben et al., 2010, pp. 19-21 en Bijlage A, alsmede Tieben et al., 2012, pp. 37-39.

i.e. de toezichthouders van, respectievelijk, Groot-Brittannië en België – voor het voorgenomen interconnectieproject NEMO tussen deze twee landen (Ofgem and CREG, 2011a, 2011b en 2012).⁷⁶

Deze benadering betreft de introductie van zowel een plafond als een bodem voor de (veiling)opbrengsten ten gunste van de eigenaar-investeerders van een interconnector. Opbrengsten boven het plafond vallen toe aan de nationale toezichthouder en worden doorgegeven aan de consumenten via een verlaging van de nationale transmissietarieven. Opbrengsten beneden de bodem worden vergoed door de toezichthouder aan de eigenaar-investeerders en doorberekend aan de consumenten via hogere tarieven.

Een variant van deze benadering is het introduceren van winstdeling tussen consumenten en projectontwikkelaars binnen de bandbreedte van het plafond en de bodem (in plaats van de bovengenoemde variant waarin alle winsten binnen de bandbreedte louter toevallen aan de projectontwikkelaars c.q. eigenaar-investeerders). In feite is deze variant een vorm van de eerder besproken ‘menu of sliding scales’ benadering. Het voordeel van deze variant is dat consumenten profiteren van de veilingopbrengsten die hoger uitvallen dan de bodem, maar dat een minimumopbrengst is gegarandeerd voor de investeerders.

Bij het bepalen van het plafond dient een afweging plaats te vinden tussen enerzijds het beschermen van de belangen van de consumenten en anderzijds het verschaffen van voldoende prikkels aan de investeerders. Als de bandbreedte erg nauw wordt bepaald, dan lijkt deze benadering op het zogenaamde ‘gereguleerde opbrengsten model’. Als de bandbreedte daarentegen te breed uitvalt, dan lijkt het op de zogenaamde ‘merchant’ benadering (Ofgem en CREG, 2011a).⁷⁷

De ontwikkeling van het cap and floor regime door Ofgem en CREG is gebaseerd op enkele fundamentele uitgangspunten, de zogenaamde ‘high level principles’, die tevens fungeren als criteria voor de keuze, nadere uitwerking en evaluatie van de opties voor de belangrijkste ontwerpvariabelen van het regime (zie hieronder). Deze ‘high level principles’ zijn (Crouch, 2011; Ofgem and Creg, 2012):

1. “The regulatory framework will take into account the commercial viability of a project as well as considering the wider benefits efficient levels of interconnection can offer to consumers for example: security of supply, integration of renewable energy sources, competition and market integration across Europe,⁷⁸
2. Consumers should be protected from the cost implications of excessive returns or market power that might accrue to interconnector owners,
3. Developers should be able to earn returns that are commensurate with the levels of risk they are exposed to under the regulatory framework,

⁷⁶ Het cap and floor mechanisme is in zeker zin vergelijkbaar met de bonus-malus regeling die de NMa heeft geïntroduceerd voor de uitvoering van het NorNed interconnectieproject (zie DTe, 2004 en paragraaf 4.3.1). Het voorgestelde cap and trade mechanisme betreft echter alle beïnvloedbare kosten en opbrengsten in plaats van een beperkt aantal geselecteerde variabelen in het geval de bonus-malus regeling voor de NorNed kabel.

⁷⁷ In een ‘merchant’ of ‘commercieel’ regime komen de kosten, opbrengsten en bijbehorende risico’s voor rekening van de investeerder, waarbij de inkomsten bestaan uit (niet-gereguleerde) veilingopbrengsten van de interconnectiecapaciteit (De Jong, 2009).

⁷⁸ Dit eerste uitgangspunt vervangt een vorig uitgangspunt tijdens de consultatiefase van het cap and floor regime, i.e. “Developers should be exposed to the market’s valuation of interconnector capacity”.

4. Regulatory treatment of developers should be coordinated between National Regulatory Authorities (NRAs) at either end of the shared asset and
5. (For GB and new interconnector developments) Regulatory treatment should allow third party developers and should be impartial and unbiased between Transmission System Operators (TSO's) and non-TSO developers, existing and future developers."

De twee belangrijkste risico's van het voorgestelde cap and floor regime zijn (Idem):

- Gebrek aan prikkels voor een hoge benutting van de interconnector. Als het plafond eenmaal is bereikt, heeft de investeerder weinig of geen prikkels om de beschikbare capaciteit verder te benutten.
- Prikkels om kosten niet consistent te alloceren. Als de bandbreedte van plafond en bodem is gerelateerd aan kosten (winsten), dan bestaan er allerlei perverse prikkels om kosten inconsistent te alloceren, bijvoorbeeld door bepaalde (netwerk)kosten oneigenlijk toe te rekenen aan de interconnector of om kosten te verschuiven tussen allocatieperiodes teneinde optimaal gebruik te maken van het bereiken van specifieke plafonds of bodems in bepaalde allocatieperiodes.

De mate waarin deze risico's zich voordoen of kunnen worden gereduceerd hangt voor een aanzienlijk deel af van het specifieke ontwerp van het cap and floor regime. De belangrijkste ontwerpvariabelen zijn (Ofgem en CREG, 2011a en 2012):

- Hoe langt duurt het cap and floor regime: duur van de (investerings)financiering of (economische) levensduur van het project?
- Waarop is het regime gebaseerd: absolute opbrengsten, winsten of interne opbrengstvoet (IRR)?
- Hoe vaak worden de resultaten beoordeeld (eenmalig, jaarlijks, meer-jaarlijks)?
- Hoe wordt de beoordeling voor elke allocatieperiode uitgevoerd (cumulatief of afzonderlijk)?
- Worden plafonds en bodems tussentijds aangepast?
- Varieert het niveau van het plafond en de bodem in de tijd of blijft het constant?
- Hoe wordt de projectwaarde bepaald als de interne opbrengstvoet (IRR) methode wordt gebruikt: op basis van (lineaire) afschrijving of op basis van de verwachte projectwaarde?
- Wat is de bandbreedte tussen plafond en bodem: breed of smal?
- Hoe worden de opbrengsten gealloceerd binnen de bandbreedte: wel of geen winstdeling tussen beheerders en afnemers?
- Is de benadering van het plafond en de bandbreedte symmetrisch of asymmetrisch?
- Zijn er additionele investeringsprikkels?

De nadere invulling van deze ontwerpvariabelen bepaalt voor een aanzienlijk deel het uiteindelijke resultaat voor zowel de daadwerkelijke uitvoering als het gebruik van de betreffende investering in de interconnector.

Het cap and floor regime in het algemeen en de opties voor de ontwerpvariabelen in het bijzonder zijn besproken en geëvalueerd tijdens een publiek consultatieproces (Ofgem and CREG, 2011a en 2011b). De belangrijkste bevindingen en voorlopige conclusies van dit proces zijn gepubliceerd in december 2011 en besproken tijdens een workshop in Londen in juni 2012 (Ofgem and CREG, 2011b; Crouch, 2011, en Ofgem and

CREG, 2012). Naar verwachting zullen Ofgem en CREG begin 2013 een nadere positiebepaling bekendmaken met betrekking tot het cap and floor regime.⁷⁹

Evaluatie en advies:

Het cap and floor mechanisme is een interessante, nieuwe optie voor het bereiken van een betere balans tussen de investerings- en efficiencyprikkel voor de uitvoering van een interconnectieproject. Het mechanisme is echter nog in ontwikkeling en er is nog geen praktische ervaring mee opgedaan. De aantrekkelijkheid van het mechanisme is echter sterk afhankelijk van het vooruitzicht op en de beschikbaarheid van voldoende veilingopbrengsten. Daarnaast kent het mechanisme bepaalde risico's, zoals een gebrek aan prikkels voor een hoge benutting van de interconnector en de beschikbaarheid van prikkels om kosten niet consistent te alloceren. De resultaten van het mechanisme en de mate waarin deze risico's zich voordoen of kunnen worden gereduceerd hangen voor een aanzienlijk deel af van diverse specifieke ontwerpvariabelen van het mechanisme die nog nader ontwikkeld en praktisch getoetst moeten worden. Ook ligt bij het bepalen van de bandbreedte van de cap and floor willekeurig op de loer met mogelijk fouten als gevolg ('mogelijk te sterke investeringsprikkels of juist geen effect'). Geadviseerd wordt om dit mechanisme nader te ontwikkelen, op beperkte schaal praktische ervaring op te doen met het mechanisme en het vervolgens nader te evalueren en, waar mogelijk, te verbeteren.

4.3.6 Beoordeling

Als afsluiting van paragraaf 4.3 verschaft **Tabel 2** een samenvattend evaluatie van enkele opties voor de regulering van interconnecties ten aanzien van het verschaffen van investerings- en efficiencyprikkel. Het gaat om de volgende vier opties zoals ze in deze paragraaf zijn besproken:

- Huidige reguleringskader in Nederland;
- Idem + additionele financieringsvergoeding aan TenneT (vast % rendement);
- Idem + bonus-malus regeling voor investering als geheel;
- 'Menu of sliding scales' mechanism;
- 'Cap and floor' mechanism.

Deze opties worden beoordeeld aan de hand van de volgende criteria:

- Staan de investeringsprikkel juist?
- Staan de efficiencyprikkel juist?
- Wie draagt de risico's van de investering?
- Wat is de relatie tussen de risicodragers en investeringsbeslissers/uitvoerders?
- Is de optie praktisch uitvoerbaar en toepasbaar op interconnectie?

Tabel 2 laat zien dat het huidige regime in Nederland goed scoort ('+') ten aanzien van het verstrekken van de juiste efficiencyprikkel, maar neutraal scoort ('0') op het terrein van de juiste investeringsprikkel. Dit regime scoort daarentegen negatief met betrekking tot de relatie tussen risicodragers ('energieverbruikers') en

⁷⁹ E-mail Emmanouela Angelidaki, Ofgem, 16 oktober 2012.

investeringsbeslissers/uitvoerder (TenneT), maar positief op het punt van de praktische toepasbaarheid op interconnecties.

Tabel 2: Investerings- versus efficiëncyprikkels: evaluatie van reguleringsopties

| Criteria: | Investerings- prikkels juist? | Efficiency- prikkels juist? | Risicodrager? | Relatie tussen risicodrager en investerings- beslissers | Praktisch uitvoerbaar en toepasbaar op interconnectie |
|--|-------------------------------------|--|--|--|--|
| Huidig regime in Nederland | 0 | + | Energieverbruikers | - | + |
| Huidig regime + bepaald rendement voor TenneT | + | + | Energieverbruikers | - | + |
| Huidig regime + bonus- malus regeling voor investering als geheel | + | + | Verdeling tussen energieverbruikers en netbeheerder (afhankelijk van hoogte bonus- malus) | + | +? |
| Menu of sliding scales | + | + | Verdeling tussen energieverbruikers en netbeheerder (afhankelijk van % doorberekening kosten) | + | +/- (complex, beperkte praktische ervaring (VK)) |
| Cap and floor | + | - (risico van inefficiëncy, afhankelijk van specifiek ontwerp) | Verdeling tussen energieverbruikers en netbeheerder (afhankelijk van specifiek ontwerp) | + | 0 (nog geen praktische ervaring) |

Als het huidige regime echter wordt aangevuld met het verstrekken van een bepaalde vergoeding of rendement (vast percentage) aan TenneT over de financieringskosten van een interconnectie dan resulteert dat in een sterkere investeringsprikkel. In beginsel is deze optie ook vrij eenvoudig toepasbaar en uitvoerbaar. Voor de overige criteria blijft de score van deze optie gelijk aan die van de eerstgenoemde optie.

Als het huidige regime wordt aangevuld met een bonus-malus regeling voor het geheel van alle door TenneT beïnvloedbare kosten en opbrengsten van een investering dan resulteert dat in een sterkere investeringsprikkel. Deze regeling verandert niets aan het efficiëntie-aspect. Een voordeel is dat de optie praktisch uitvoerbaar is en toepasbaar op interconnecties binnen het huidige regime. Nadeel is de willekeur bij het bepalen van de omvang van de bonus/malus. Dit maakt de optie gevoelig voor regulatorische fouten.

Afhankelijk van de vormgeving van de specifieke ontwerpvariabelen van zowel het 'menu of sliding scale' regime als het 'cap and floor' systeem worden in beide mechanismes de risico's van een investering in interconnectie verdeeld over de netbeheerder en de elektriciteitsverbruikers, waardoor er sprake is van een betere, directe relatie tussen de investeringsbeslissing en het rendement/risico van die beslissing. Voor beide mechanismes is er ook sprake van een sterkere investeringsprikkel en, dientengevolge, van een betere balans tussen investerings- en efficiencyprikkels dan in het huidige, Nederlandse regime, zij het dat het 'cap and floor' systeem bepaalde risico's van kosteninefficiënties kent, afhankelijk van de vormgeving van het systeem. Het cap and floor systeem kent verder als nadeel dat de bepaling van de bandbreedte van de cap and floor willekeurig is: er bestaat geen economisch principe om deze bandbreedte af te bakenen. Het systeem is daarmee net als de bonus-malus prikkel gevoelig voor fouten.

Zowel menu of sliding scale als cap and floor systeem scoren slechter op het punt van de praktische uitvoering en toepasbaarheid op interconnectie, deels door een complexe aanpak ('menu of sliding scales') en deels door weinig of geen praktische ervaring (in het bijzonder 'cap and floor').

Evaluatie en advies

Het 'menu of sliding scale' regime is in theorie het ideale reguleringsinstrument voor investeringen in transmissieverbindingen waaronder interconnectie. Dit oordeel is gebaseerd op empirische evaluaties van het systeem en de theoretische werking van het systeem dat een goede balans tussen prikkels voor kostenefficiëntie en capaciteitsinvesteringen waarborgt. Het systeem is echter complexer dan mogelijke alternatieven die een 'slim' economisch mechanisme ontberen.

Het 'cap and floor' systeem verbetert de investeringsprikkels maar kan negatief uitpakken voor de kostenefficiëntie. Bovendien is het mechanisme nog nergens toegepast en is er dus niets bekend over de ervaringen in de praktijk.

De beste opties om op *korte termijn* te komen tot een sterkere investeringsprikkels is derhalve het verschaffen van een bepaald rendement aan TenneT over de financieringskosten van een investering in interconnectie of het introduceren van een bonus-malus regeling voor het geheel van alle door TenneT beïnvloedbare kosten en opbrengsten van een investering. Voor de *lange termijn* verdient het aanbeveling om een menu of sliding scales aanpak voor investeringen in interconnectie te onderzoeken.

4.4 Netwerk planning

4.4.1 Huidige netwerk planning

Het elektriciteitsnetwerk is de ruggengraat van de elektriciteitsvoorziening. Netbeheerders plannen de ontwikkeling van het elektriciteitsnetwerk op basis van

verwachte ontwikkelingen in vraag en aanbod van elektriciteit, inclusief import en export van elektriciteit, rekening houdend met de ontwikkeling van netwerktechnologieën en de vereisten van de omgeving waarin zij opereren zoals b.v. het nationale en internationale energiebeleid en het reguleringskader.

Vanwege diverse ontwikkelingen met een grote impact op het elektriciteitssysteem ontstaat er een grotere maatschappelijke behoefte aan lange afstandstransport binnen Europa en daarmee aan meer investeringen in interconnectiecapaciteit. De 20/20/20 EU doelstellingen voor 2020, met name de doelstelling van 20% duurzame energie als percentage van de finale energievraag leidt over geheel Europa bezien namelijk tot een aanzienlijke toename van duurzame elektriciteitsproductie van wind turbines en zonnepanelen. Deze algemene trend werkt verschillend uit in verschillende EU lidstaten; in sommige landen zoals Duitsland is de toename groot, terwijl in Nederland de toename wat minder groot is omdat er minder verduurzaming via wind en zon plaatsvindt en daarnaast ook bijstook van biomassa een belangrijke rol speelt. Echter, het aandeel windenergie in de elektriciteitssector blijft substantieel, naast 6 GW wind op land (Verdonk en Wetzels, 2012) en 3 GW wind op zee bij realisatie van voorgenomen beleid zullen er additionele windparken op zee nodig zijn om een aandeel van 16% duurzame energie te behalen (Lensink, 2012). Ook ondervindt Nederland zowel via de Noordwest Europese elektriciteitsmarkt als buiten de markt om via ongeplande elektriciteitsstromen, gevolgen van het grote aandeel windenergie in Duitsland. Intermitterende duurzame opwekking zoals wind en zonne-energie wordt in het algemeen geproduceerd in gebieden die verder afliggen van gebieden met de hoogste elektriciteitsvraag, waardoor de gemiddelde afstand tussen aanbod en vraag toeneemt. Verder betekent de grotere variabiliteit en lagere voorspelbaarheid van intermitterende duurzame opwekking dat er vaker productieoverschotten en tekorten optreden die via interconnecties moeten worden uitgemiddeld (vraagresponse is nog beperkt en opslag is in veel landen niet significant).

Verder vereist het streven naar een interne energiemarkt in Europa in 2014 meer interconnectieverbindingen om de ontstane regionale markten samen te voegen tot één Europese elektriciteitsmarkt. Tegelijkertijd dient het elektriciteitssysteem ondanks de grotere onderlinge wederzijdse afhankelijkheden van EU lidstaten stabiel en betrouwbaar te blijven. Al deze ontwikkelingen leiden tot een grotere behoefte aan lange afstandstransport en daarmee een belangrijkere rol voor interconnecties zodat een goed reguleringskader van groter belang wordt voor het bereiken van een maatschappelijk optimale hoeveelheid interconnectiecapaciteit.

Tegelijkertijd is er grote onzekerheid over de manier waarop deze ontwikkelingen concreet vorm gaan krijgen. Allereerst is er onzekerheid over de toekomstige energiemix: zal deze met name bestaan uit windparken op land en in zee, grootschalige productie van zon CSP in Noord-Afrika, fossielgestookte centrales met CCS, of decentrale opwekking? Een verschillende energiemix vereist verschillende netwerkinvesteringen zowel qua investeringsniveau als qua locatie.

Daarnaast is er onzekerheid over de technologische ontwikkeling. Moet er vanwege de verwachte toename van decentrale opwekking vooral worden ingezet op verbindingen tussen regio's of eerder op HVDC interconnecties om de grote hoeveelheden

elektriciteit van duurzame bronnen goed te kunnen inpassen? En wanneer komen de nieuwe technologieën beschikbaar voor grootschalige, kostenefficiënte inzet?

Tenslotte is er onzekerheid over beleidsontwikkeling. Gaat de EU een grotere rol spelen in het energiebeleid, of blijven bepaalde issues nationale competenties? Het beleid beïnvloedt in belangrijke mate de vraag naar interconnectiecapaciteit en de winstgevendheid ervan. De bestaande onzekerheid over de vraag naar interconnectiecapaciteit is deels gerelateerd aan de grotere complexiteit van een ontbundeld elektriciteitssysteem. Door ontbundeling van commerciële marktactiviteiten van gereguleerde netwerkactiviteiten dient de coördinatie tussen deze onderdelen van het elektriciteitssysteem op basis van economische prikkels plaats te vinden. Echter, de prikkels zijn niet eenduidig. Zo is de Europese integratie op energiegebied beperkt tot elektriciteitsmarkten en -netwerken, terwijl regelgeving ten aanzien van zowel duurzame als conventionele elektriciteitsproductie nog vrijwel geheel een verantwoordelijkheid van de lidstaten zelf is. Gebrek aan coördinatie van nationale regelgeving voor zowel de stimulering van duurzame elektriciteitsproductie met nationale subsidieschema's als het bepalen van randvoorwaarden voor conventionele elektriciteitsproductie (b.v. in Duitsland geen kernenergie meer, terwijl in het Verenigd Koninkrijk juist stimulering van kernenergie plaatsvindt) leidt tot meer onzekerheid over de vraag naar netwerkcapaciteit in de tijd. Dit wordt nog eens versterkt door frequente nationale beleidswijzigingen. Grotere onzekerheid over de vraag naar netwerkcapaciteit betekent ook grotere onzekerheid over de opbrengsten van nieuwe investeringen; door de lange levensduur van netwerkactiva is er een grotere kans op stranded assets.

Netbeheerders proberen rekening te houden met onzekerheden door verschillende scenario's te kiezen voor hun netwerkstudies. In TenneT (2010) worden de benodigde netwerkuitbreidingen voor vier lange termijn 2030 scenario's bekeken. In TenneT (2012) zijn zes planningssituaties geconstrueerd door drie verschillende pieksituaties (Kustwind, Landwind, Windstil) te combineren met drie verschillende scenario's (business-as-usual, 3*20 en nucleair). Deze zes planningssituaties zijn doorgerekend met een deterministisch load flow model voor het in kaart brengen van mogelijke overbelastingen van het netwerk gegeven wettelijke planningcriteria, en de benodigde investeringen om het optreden van deze overbelastingen in de komende 7 jaar te voorkomen.

4.4.2 Problemen met huidige netwerk planning

De huidige netwerk planning wordt belemmerd door suboptimale regulering vanwege drie redenen.

Ten eerste houden TSO's in hun netwerkinvesteringsstrategieën, binnen de huidige regelgeving, onvoldoende rekening met de consequenties van stranded assets voor de maatschappelijke kosten.⁸⁰ Met de ontwikkeling van nieuwe (duurzame) productietechnologieën is er een grote diversiteit aan mogelijke invullingen van toekomstige elektriciteitssystemen ontstaan. Een verschillende productiemix vereist vaak verschillende netwerkinvesteringen zowel qua investeringsniveau als geografische

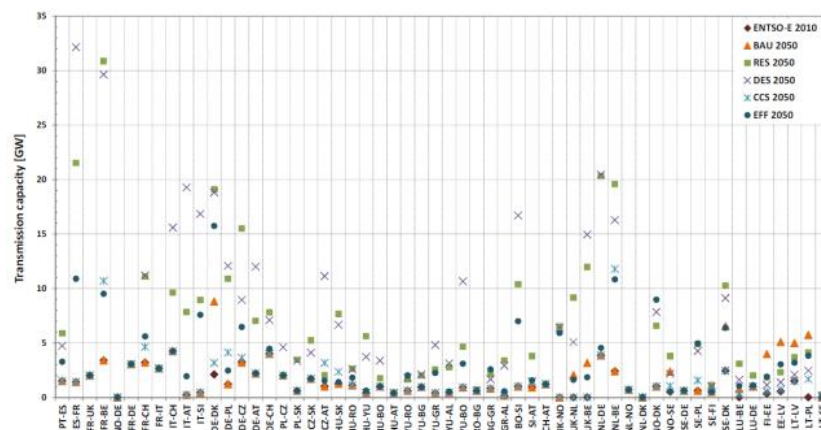
⁸⁰ Deze sectie is gebaseerd op Van der Welle *et al.* (2013).

locatie van verbindingen. Omdat de economische levensduur van netwerkactiva (veel) langer is dan de levensduur van productieactiva (40-60 jaar versus 20-30 jaar), is er een groot risico op stranded assets d.w.z. netwerkactiva die maar marginaal gebruikt kunnen worden bij een andere netwerkvraag van een andere productiemix, als de productiemix zich niet consistent ontwikkelt in de tijd. Een grotere diversiteit aan locaties van productieactiva in de tijd verkleint dus de kans op 'recycling' van netwerkactiva en vergroot de onzekerheid over de vraag naar netwerkcapaciteit en daarmee de baten van netwerkinvesteringen. Stranded assets brengen substantiële maatschappelijke kosten voor netgebruikers met zich mee.

Onderstaand figuur geeft een illustratie van de onzekerheid van diverse vraag- en aanbodscenario's op het niveau van individuele interconnecties. De figuur toont de benodigde uitbreidingen van interconnectiecapaciteit vanaf 2010 tot 2050 voor 5 productie- en vraagscenario's die zijn ontwikkeld in het FP7 IRENE-40 project, alsook de netwerkcapaciteiten in 2010. Van deze 5 scenario's zijn er vier (CCS, DES, EFF en RES)⁸¹ gericht op het behalen van tenminste 80% reductie van broeikasgasemissies in 2050 ten opzichte van 1990.

Investerings in nieuwe dan wel uitbreidingen van bestaande interconnecties verschillen sterk per scenario.⁸² Zo zijn investeringen in de interconnectoren ES-FR⁸³ en UK-NO alleen vereist in de DES, EFF en RES scenario's. Ook varieert de vraag naar netwerkversterking sterk per scenario voor onder meer de verbindingen NL-DE, NL-BE, ES-FR, FR-BE en DE-DK. Dit impliceert dat er hoge kosten verbonden zijn aan veranderende voorkeuren van investeerders in elektriciteitsproductie, al dan niet als gevolg van veranderend (nationaal) beleid. Tegelijkertijd laat **Figuur 2** een aantal robuuste keuzes zien: voor onder meer de interconnecties FR-UK, NO-DE, NL-NO en SE-DE is er geen of een vergelijkbare hoeveelheid netwerkinvesteringen nodig bij de vijf verschillende scenario's voor de ontwikkeling van het elektriciteitssysteem.

Figuur 2: Netwerkinvesteringen voor verschillende scenario's van productie en vraag voor de periode 2010-2050



Bron: Van der Welle *et al.* (2013), figuur van Imperial College.

⁸¹ DES staat voor Desertec, met grootschalige import van duurzame elektriciteit uit Noord-Afrika en EFF voor Efficiency, waarbij door efficiëntieverbeteringen sprake is van een lagere elektriciteitsvraag.

⁸² De bijbehorende netwerkinvesteringskosten bedragen circa 10 miljard euro voor het CCS scenario tot circa 194 miljard euro voor het DES scenario voor de periode 2010-2050.

⁸³ De officiële EU afkortingen van landen zijn gebruikt, zie <http://publications.europa.eu/code/en/en-370100.htm>.

Bij de figuur hoort wel een kanttekening. In de praktijk worden investeringsbeslissingen niet gemaakt op één moment in de tijd, maar in verschillende stappen over de 40 jarige planningshorizon voor kortere periodes. Indien een gedeelte van de beslissingen later in de tijd kan worden genomen, kan geprofiteerd worden van extra informatie en daarmee lagere onzekerheid over de benodigde netwerkinvesteringen. Echter, hoewel dit de onzekerheidsbandbreedtes smaller maakt dan de figuur laat zien, blijft de onzekerheid over de toekomstige productiemix een belangrijk kwestie voor TSO's in het bepalen van hun investeringsstrategieën.

TenneT gebruikt verschillende scenario's voor het bepalen van extreme planningssituaties om deze onzekerheden (impliciet) mee te nemen in netwerkstudies naar overbelastingen van verbindingen⁸⁴ en benodigde netwerkinvesteringen om deze overbelastingen te voorkomen. Op basis van het huidige reguleringskader lijken investeringsbeslissingen echter niet noodzakelijkerwijs gebaseerd te hoeven zijn op meerdere planningssituaties, een beslissing op basis van één planningssituatie lijkt binnen de huidige regulering ook toegestaan. Als er ex-ante ook kans is op realisatie van de vijf andere planningssituaties, zou een optimale afweging op basis van alle planningssituaties negatief kunnen uitvallen. Een investeringsbeslissing op basis van één planningssituatie resulteert dan in stranded assets.⁸⁵ TenneT lijkt hier geen (direct) nadeel van te ondervinden; zij krijgt de efficiënte kosten over de gehele levensduur van de investering namelijk vergoed op basis van een positieve nut en noodzaak beoordeling, ongeacht het daadwerkelijke gebruik van de nieuwe investering.

Ten tweede heeft een Europese TSO als TenneT door het gebrek aan coördinatie tussen investeringen in productie- en netwerkcapaciteit weinig mogelijkheden om de onzekerheden te verminderen door de vraag naar netwerkcapaciteit op bepaalde locaties te sturen of te beheersen. TenneT is verplicht om verzoeken tot aansluiting en transport van elektriciteit op alle locaties onder alle situaties te accommoderen en daarvoor zo nodig het netwerk uit te breiden.⁸⁶ In tegenstelling tot netbeheerders in de VS hebben netbeheerders in veel EU landen namelijk zowel een aansluit- als transportverplichting (zie voor Nederland respectievelijk artikel 23 en artikel 24 van de Elektriciteitswet 1998).⁸⁷ Deze verplichting is gebaseerd op de aanname dat de netwerken een koperen plaat met oneindige capaciteit vormen, zodat de locaties van productie en consumptie er niet toe doen (Van der Welle *et al.* 2011b). Bij de start van de liberalisering van elektriciteitsmarkten werd het koperen plaat paradigma een standaard onderdeel van marktmodellen. De faciliterende rol van

⁸⁴ Dit zijn primair nationale verbindingen, de omgang met scenario's door TenneT in het kader van interconnecties is voor ons nog onduidelijk.

⁸⁵ TenneT (2012) stelt dat het risico op realisatie van een ander scenario dan verwacht geminimaliseerd wordt door meerdere scenario's te gebruiken. Het identificeren van meerdere scenario's verkleint echter niet het maatschappelijke risico op stranded assets zolang er geen consequenties zijn voor investeringsbeslissingen.

⁸⁶ Een bekend voorbeeld hiervan is de verplichting voor TenneT om Advanced Power in de Eemshaven aan te sluiten, ondanks het gebrek aan netwerkcapaciteit.

⁸⁷ De EU wetgeving lijkt minder ver te gaan. Artikel 32 lid 2 van Richtlijn 2009/72 stelt: De beheerder van een transmissie- of distributiesysteem kan de toegang weigeren wanneer hij niet over de nodige capaciteit beschikt. Het artikel specificeert verder dat de weigering op basis van objectieve criteria moet zijn, 'dat de systeemgebruiker aan wie toegang is geweigerd, gebruik kan maken van een geschillenbeslechtingsprocedure ...' en 'dat de transmissie- of distributiesysteembeheerder relevante informatie verstrekt over de voor de versterking van het net vereiste maatregelen'. Artikel 16 lid 2 (b) van Richtlijn 2009/28 stelt verder dat: 'Member States shall also provide for either priority access or guaranteed access to the grid-system of electricity produced from renewable energy sources'. De aansluitplicht lijkt in de EU wetgeving dus beperkt te zijn tot elektriciteit afkomstig van duurzame energiebronnen.

elektriciteitsnetwerken die daaruit volgt wordt ook wel aangeduid als de ‘transmissie volgt productie’ filosofie.

In werkelijkheid spelen de locaties van productie en consumptie een grote en toenemende rol in de transportvraag en de bijbehorende kosten. De netwerkkosten voor het transporteren van elektriciteit van ongunstig gelegen centrales en windparken zijn significant hoger dan de netwerkkosten voor gunstig gelegen centrales en windparken ten opzichte van de elektriciteitsvraag. Dit blijkt ook uit bovenstaand figuur; de netwerkinvesteringskosten voor de CCS en BAU scenario's (€ 10-23 miljard) zijn substantieel lager dan de DES en RES scenario's waarbij de productie zich verder vanaf de vraag bevindt.

Het derde probleem van het reguleringskader is dat de constructie van nieuwe netwerkverbindingen met name door vergunningsprocedures al snel zo'n 10 jaar duurt, terwijl de realisatie van nieuw productievermogen zoals gas- en kolencentrales vaak maar zo'n 3-5 jaar (TenneT, 2010) en wind turbines op land 3-4 jaar in beslag neemt.⁸⁸ Omdat op basis van de huidige regulering de realisatie van netwerkversterkingen pas kan starten als er een aansluitverzoek ligt (op ‘first-come-first-served’ basis), kunnen deze versterkingen pas jaren na de totstandkoming van nieuwe productiecapaciteit gereed zijn met alle gevolgen van dien. Een extreem voorbeeld hiervan is de uitbreiding van capaciteit van wind turbines en zonnepanelen in Duitsland, waarbij vertragingen in de realisatie van de vereiste netwerkinfrastructuur in de vorm van nieuwe Noord-Zuid verbindingen ertoe leiden dat er steeds meer en grotere loop flows ontstaan waarbij elektriciteit vanuit Noord-Duitsland enerzijds via Polen, Tsjechië en Slowakije en anderzijds via Nederland, België en Frankrijk, Zuid-Duitsland bereikt.

Om te voorkomen dat producenten geen elektriciteit kunnen produceren omdat de diepe netwerkinvesteringen om de elektriciteit te transporteren achter het grid connection point nog niet gereed zijn, wordt in een toenemend aantal landen waaronder Nederland een ‘connect-and-manage’ benadering gevolgd waarbij producenten wordt toegestaan om elektriciteit te produceren zodra de netwerkaansluiting klaar is. Dit leidt naast baten echter tot extra congestie met bijbehorende moeilijkheden en kosten. Er wordt dan ook ingezet op het zoveel mogelijk voorkomen van vertragingen in de realisatie van netwerkinfrastructuur met snellere vergunningsprocedures en een one-stop-shop voor vergunningen. In Nederland is de Rijkscoördinatie-regeling hiervoor ingevoerd. Aangezien de lange vergunningsprocedures in een lidstaat in toenemende mate negatieve gevolgen kunnen hebben voor andere lidstaten is in ontwerpverordening COM(2011) 658 final een limiet gesteld aan de duur van vergunningsprocedures voor projecten van gezamenlijk Europees belang (PCI's). Het is nog onduidelijk of deze limieten in de praktijk de doorlooptijd van netwerkinvesteringen voldoende beperken.

4.4.3 Mogelijkheden voor aanpassingen

Deze problemen geven aanleiding om de voor- en nadelen van een alternatieve netwerkplanningsfilosofie te onderzoeken die in de Verenigde Staten in gebruik is: de ‘productie volgt transmissie’ filosofie (zie b.v. Baldick *et al.* 2011). Coördinatie van

⁸⁸ Lensink, persoonlijke communicatie.

investeringen in uitbreiding van productie en netwerken stelt TSO's in staat om de vraag naar netwerkcapaciteit beter te beheren en daarmee inefficiënte netwerkinvesteringen ('stranded assets') te voorkomen alsook op lange termijn de totale kosten (productie- en netwerkkosten) van elektriciteitssystemen te minimaliseren. Tevens biedt deze benadering betere mogelijkheden om in de netwerkplanning te anticiperen op toekomstige ontwikkelingen.

De 'productie volgt transmissie' filosofie bestaat uit twee stappen. De eerste stap is de introductie van de mogelijkheid dat netwerkinvesteringen voorafgaan aan productie-investeringen ('anticipatory investments'). De tweede stap bestaat uit het geven van economische prikkels aan investeerders in productie-eenheden om aansluitverzoeken op locaties die verwacht worden te zullen resulteren in prohibitief hoge totale systeemkosten zoveel mogelijk te ontmoedigen.

De eerste stap stelt TSO's in staat om meer schaalvoordelen te realiseren: in plaats van verschillende achtereenvolgende incrementele netwerkversterkingen is het vaak voordeliger om een verbinding in een keer substantieel te versterken. Dit hangt samen met de schaalvoordelen van netwerkinvesteringen waardoor de marginale kosten van een extra MW transportcapaciteit bij verbindingen met meer netwerkcapaciteit substantieel lager zijn dan bij verbindingen met minder netwerkcapaciteit. Ook kan deze stap de vertraging in de realisatie van netwerkinvesteringen beperken omdat TSO's niet langer hoeven te wachten op een voldoende zeker aansluitverzoek. Daardoor kunnen TSO's beter anticiperen op de toekomstige aansluiting van b.v. grootschalige offshore windparken en nieuwe conventionele productie-eenheden en de daarvoor vereiste aanpassingen aan offshore en/of onshore netwerken eerder en goedkoper realiseren. Substantiële netwerkinvesteringen dienen uiteraard geïdentificeerd te worden op basis van het MKBA afwegingskader (zie hoofdstuk 3).

Deze stap verlaagt echter niet substantieel de risico's op stranded assets met als gevolg hogere netwerktarieven voor consumenten zonder aanvullende maatregelen. TSO's kunnen hiermee namelijk niet de vraag naar netwerkcapaciteit sturen. De onzekerheid voor de netwerkplanning blijft daardoor groot. De tweede stap bestaat daarom uit het prikkelen van investeerders in productie-eenheden om rekening te houden met de vereiste netwerkinvesteringskosten in hun locatiekeuze en op die manier de totale systeemkosten te minimaliseren. Hiervoor dienen eerst de netwerkinvesteringskosten in kaart te worden gebracht. Met behulp van het beneficiary pays principe kunnen kosten in veel gevallen worden toegewezen op basis van de netto voordelen die elke stakeholder behaalt door de netwerkinvestering (zie paragraaf 4.2 voor meer uitleg over dit principe). Als producenten op basis van dit principe een groter deel van de netwerkkosten moeten betalen, dan zullen ze rekening houden met deze kosten in hun productiebeslissingen. Als netwerkkosten ook worden gedifferentieerd naar locatie, dan zullen producenten hiermee ook rekening houden in hun locatiekeuze en gestimuleerd worden om eerder dicht bij de netwerk backbone een nieuwe centrale te vestigen dan in een uithoek van het netwerk. Uiteraard alleen indien de besparing op netwerkkosten opweegt tegen eventuele hogere productiekosten (vanwege aanvoer van brandstoffen voor conventionele centrales) of lagere opbrengsten (b.v. vanwege lagere windsnelheid voor wind turbines) en past binnen de (Europese) ruimtelijke ordening (waarin bredere maatschappelijke belangen een rol spelen). Merk op dat producenten de keuzevrijheid behouden om een aansluitverzoek in te dienen voor de locatie van hun voorkeur.

Locatiespecifieke prikkels beperken op deze manier de onzekerheid in de vraag naar netwerkcapaciteit en daarmee het risico op stranded assets met bijbehorende kosten voor consumenten. Tevens leidt dit tot een hogere lange termijn efficiëntie van het elektriciteitssysteem omdat kosten in sterkere mate worden toegerekend aan de veroorzakers.

Op EU-niveau worden al (in beperkte mate) locatiespecifieke prikkels gegeven via zonale beprijzing: elke biedzone (in Continentaal Europa: elk land) kan een verschillende elektriciteitsprijs ondervinden vanwege beperkingen aan elektriciteitshandel door congestie op interconnectoren. Aangezien de kosten van interconnecties maar beperkt worden terugverdiend door congestion rents, worden deze daarnaast ook deels via de nationale netwerktarieven gedekt (zie paragraaf 4.2). In de Nederlandse netwerktarieven is geen locatiespecifieke prikkel opgenomen (het eerder genoemde koperen plaat paradigma).

Toepasbaarheid op interconnecties

Mogelijkheden voor sterkere locatie-specifieke prikkels in prijsvorming zoals meerdere biedzones binnen landen bij congestie worden overwogen op EU niveau (zie paragraaf 4.2). Efficiëntere, locatie-specifieke beprijzing van netwerkbeporingen binnen landen (b.v. prijszones in Duitsland of Nederland) verkleint - ceteris paribus - de maatschappelijke behoefte aan nieuwe interconnecties van Nederland met buurlanden. Daardoor kunnen de baten van potentiële nieuwe interconnecties van Nederland met buurlanden afnemen. Bovendien stuurt dit productie-investeringen naar maatschappelijk optimale locaties en verkleint daarmee de onzekerheid in de vraag naar nieuwe netwerkinvesteringen/interconnecties.

Locatiespecifieke prikkels in netwerktarifiering (ter dekking van zowel kosten van interconnecties als andere kostenposten) zijn (nog) een competentie van de lidstaten. De EU voorziet wel richtlijnen over locatie-specifieke signalen in het kader van regels over geharmoniseerde netwerktariefstructuren (Artikel 14 en 18 van Verordening 714/2009). Deze regels betreffen tot nu toe slechts een limiet aan de *gemiddelde* netwerktarieven die aan producenten worden gerekend, en bieden daarmee ruimte voor variatie van locatie-specifieke netwerktarieven rond het gemiddelde netwerktarief voor producenten.

Uitvoerbaarheid

Het invoeren van grotere locatie-specifieke prikkels via meer prijszones in Nederland is vanuit maatschappelijk oogpunt gezien wenselijk, maar roept ook weerstand op doordat inkomsten van stakeholders zoals producenten er significant door beïnvloed kunnen worden. Bij de implementatie van meer prijszones is het belangrijk om *bestaande* producenten die hierdoor worden benadeeld (tijdelijk) te compenseren voor de inkomstendaling. Zij kunnen immers de locaties van hun productieactiva niet of alleen tegen hoge kosten aanpassen. Deze compensatie kan (deels) betaald worden uit de besparingen op redispatchkosten binnen Nederland en vermeden netwerkinvesteringen zowel binnen Nederland als voor interconnecties. Onderzoek naar de omvang van de benodigde compensatiebetalingen is wenselijk (Van der Welle *et al.* 2011a).

Het invoeren van locatie-specifieke prikkels via nationale netwerktarieven is gecompliceerd. Allereerst zijn er diverse lastige vraagstukken rond het ontwerp van deze signalen vanwege de schaalvoordelen van netuitbreidingen. Hoe moeten de diepe netwerkkosten berekend worden? Hoe dienen tarieven te worden aangepast bij een nieuwe aansluiting die gebruik maakt van de eerder gerealiseerde diepe netwerkinvestering? Hoe de volatiliteit van netwerktarieven in de tijd te beperken, b.v. omdat een eerder wenselijke locatie, onwenselijk is geworden? Vanwege deze moeilijkheden stelt Brattle (2007) b.v. voor om een 'selective deep charging policy' te voeren waarbij alleen wanneer in een systeemuitbreidingsstudie (zoals een MKBA) een bepaalde hoeveelheid netwerkuitbreidingskosten per kW wordt overschreden diepe netwerkkosten bij de producent in rekening worden gebracht. Tegelijkertijd worden bij andere locaties slechts de ondiepe aansluitkosten in rekening gebracht, zodat een producent diepe aansluitkosten kan vermijden. Hoewel dit de oppositie van producenten en leveranciers tegen locatie-specifieke tarieven kan verminderen, moeten bovengenoemde vragen voor een aantal locaties nog wel degelijk beantwoord worden. Verder zou invoering bij voorkeur gecoördineerd met het buitenland moeten plaatsvinden om het speelveld voor binnenlandse en buitenlandse producenten niet te verstoren.

Daarnaast lijkt de introductie van locatie-specifieke netwerktarieven moeilijk vanwege het beperkte aantal locaties voor grootschalige productie in het Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III). Dit structuurschema is gericht op het waarborgen van voldoende ruimte voor respectievelijk grootschalige productie en transport van elektriciteit (TK, 2008).⁸⁹ Voor grootschalige productie wordt op 23 locaties ruimte gereserveerd, dit zijn zowel locaties voor bestaande als geplande nieuwe productie-eenheden.⁹⁰

Deze vestigingsplaatsen voor grootschalige conventionele productie-eenheden zijn beoordeeld op de aanwezigheid van oppervlaktewater in verband met de behoefte aan koelwater, leefomgeving (o.a. luchtkwaliteit), natuur, landschap, cultuurhistorie en archeologie, en een aantal overige aspecten. Hoewel dit over het algemeen vestigingsplaatsen dicht bij het hoogspanningsnet betreft, worden de diepe netwerkinvesteringskosten niet in het selectie- en beoordelingsproces meegenomen. Het maatschappelijk perspectief is dus beperkt tot milieuaspecten voor het plan milieueffectrapportage (MER). Verder geeft het SEVIII aan dat alleen bij uitzondering een andere vestigingsplaats dan genoemd mag worden gekozen. Om dit te ontmoedigen dient de initiatiefnemer aannemelijk te maken dat het initiatief niet op de in de planologische kernbeslissing (PKB) opgenomen vestigingsplaats gerealiseerd kan worden.

Omdat de 23 vestigingsplaatsen veelal bestaande locaties betreffen, en de nieuwe locaties beperkt zijn tot locaties in industriegebieden aan de kust, is het aantal en de

⁸⁹ Analooq wordt de Structuurvisie Wind Op Land (SWOL) ontwikkeld voor gebieden voor grootschalige windenergieparken (>100 MW) op land. Voor deze windparken is een drietal zoekgebieden gedefinieerd: Noordoost Nederland, het IJsselmeergebied en Zuidwest Nederland. De zoekgebieden zijn bepaald op basis van wind resources. Per gebied zal een inschatting plaatsvinden van de potentiële kosten en baten van windenergie. Het wordt aanbevolen om bij deze inschatting ook de netwerk- en balanceringskosten mee te nemen om plaatsing van wind turbines op locaties die vanuit maatschappelijk perspectief optimaal zijn te bevorderen.

⁹⁰ Pagina 31 van TK (2008) stelt: 'Het kabinet is uitgegaan van globale ruimtereserveringen die noodzakelijk zijn om voldoende elektriciteitsproductie mogelijk te maken. Alleen vestigingsplaatsen waar al elektriciteitsproductie plaatsvindt of waar nu al concrete interesse voor is van marktpartijen zijn opgenomen.'

diversiteit aan mogelijke locaties voor nieuwe centrales zeer beperkt. Dit bemoeilijkt een introductie van locatie-specifieke netwerktarieven, omdat producenten voor nieuwe investeringen geen alternatieve en maatschappelijk gunstigere locatie kunnen kiezen. Daarom lijkt het raadzaam om het aantal potentiële locaties voor productiecentrales uit te breiden.

Tenslotte zijn locatie-specifieke netwerktarieven op dit moment niet mogelijk in Nederland. Artikel 29 van Elektriciteitswet 1998 verbiedt namelijk netwerktarieven die afhankelijk zijn van de plaats waar elektriciteit wordt ingevoerd op het netwerk.

Advies:

Beleidsmakers worden geadviseerd om de ‘productie volgt transmissie’ netwerkfilosofie in te voeren om de onzekerheid over de vraag naar interconnectiecapaciteit te verminderen. Met name de tweede stap van deze filosofie, het ontmoedigen van aansluitverzoeken op locaties met prohibitief hoge systeemkosten (productie- en netwerkkosten) is gecompliceerd en vraagt om aanpassingen van nationaal beleid om locatie-specifieke prikkels via elektriciteitsprijzen, netwerktarieven en/of ruimtelijk beleid mogelijk te maken. Door het invoeren van meer prijszones binnen Noordwest Europa en het toestaan en introduceren van locatie-specifieke netwerktarieven kunnen investeringen in productie- en netwerken beter worden gecoördineerd zodat stranded assets worden voorkomen. In het bestaande ruimtelijk beleidsinstrumentarium zouden naast milieuaspecten ook andere maatschappelijke effecten van vestigingsplaatsen zoals de locatieafhankelijke behoefte aan diepe netwerkinvesteringen moeten worden meegenomen. Deze aanbevelingen gaan uit van de wenselijkheid van een elektriciteitssysteem dat optimaal bijdraagt aan de maatschappelijke welvaart (d.w.z. minimalisatie van totale maatschappelijke kosten) op langere termijn. Vanwege politieke gevoeligheden is/zijn (een deel van) deze aanpassingen mogelijk niet (op korte termijn) haalbaar.

Een andere optie voor het omgaan met onzekerheid over netwerkinvesteringsstrategieën is het verbeteren van de mogelijkheden voor operationele oplossingen van overbelastingen. Zo zou de benutting van bestaande fysieke interconnectiecapaciteit vergroot kunnen worden. De totale technische interconnectiecapaciteit tussen Duitsland en Nederland bedraagt b.v. circa 8,6 GW per uur, terwijl de maximaal beschikbare interconnectiecapaciteit voor handelsdoeleinden maximaal 3,85 GW per uur bedraagt. Ook de inzet van congestiemanagement op plaatsen waar netwerkinvesteringen niet rendabel zijn en grootschaliger inzet van flexibele productie en vraagresponse zijn veelbelovende mogelijkheden. Nader onderzoek kan inzicht geven in de bijdrage die deze alternatieven kunnen leveren aan het vermijden van onnodige maatschappelijke kosten van stranded assets.

Advies:

Operationele maatregelen kunnen een belangrijk alternatief zijn voor netwerkuitbreiding. Voorbeelden daarvan zijn een hogere benutting van de fysiek beschikbare interconnectiecapaciteit, meer ruimte voor de inzet van congestiemanagement en grootschaliger inzet van flexibele productie en vraag. Meer aandacht in het beleid voor deze oplossingen is wenselijk. Deze operationele oplossingen zijn wellicht eenvoudiger met beleid te realiseren dan de aanbevelingen rond de ‘productie volgt transmissie’ filosofie.

4.5 Implicaties voor rolverdeling op EU, regionaal en nationaal niveau

In deze sectie geven we beknopt, i.e. door middel van opsommingspunten, een samenvatting van de belangrijkste implicaties van de voorgestelde, verbrede (MKBA) afwegings- en reguleringskaders voor de rolverdeling, taken en acties van de belangrijkste betrokken publieke instanties op Europees, regionaal en nationaal (NL) niveau. Voor een nadere toelichting op deze punten wordt verwezen naar de betreffende paragrafen in dit rapport.

Europees niveau:**1. ENTSO-E:**

- Ontwikkelen van een Europees MKBA kader voor de beoordeling van nut en noodzaak van investeringen in interconnecties (paragraaf 2.3);
- Identificeren van Europese, maatschappelijk gewenste investeringsprojecten in interconnectie (paragraaf 2.3).

2. ACER:

- Europees toezicht op en zonodig bijstelling van het gezamenlijke EU MKBA kader om strategisch gedrag tussen landen te voorkomen (paragrafen 2.3 en 4.2);
- Bemiddeling/‘afdwingen’ van verbeterde allocatie van kosten en baten tussen meer dan twee landen (paragraaf 4.2).

3. Europese Commissie:

- Toestaan van een grotere bijdrage van producenten aan netwerkstarieven door aanpassing van wetgeving (verordening; paragraaf 4.2);
- Aanpassen van de ITC regelgeving om huidige tekortkomingen op te heffen en een grotere rol voor het ITC mechanisme binnen internationale kostenallocatie mogelijk te maken (paragraaf 4.2);
- Streven naar toepassing van het beneficiary pays principe als leidend beginsel voor allocatie van kosten tussen en binnen landen (paragraaf 4.2).
-

Regionaal niveau:**4. Regionale groepen:**

- Betere coördinatie van nationale investeringsprojecten (paragraaf 4.2);
- Nationale reguleringsautoriteiten (NRA's): afspraken over allocatie van kosten en baten tussen betrokken landen (paragraaf 4.2).

Nationaal niveau:**5. EZ:**

- Wettelijke vaststelling en invoering van een verplicht MKBA afwegingskader voor de aanvraag (TenneT), beoordeling (EZ) en advisering (NMa) van investeringen in gereguleerde interconnectoren (zowel gelijkstroom als wisselstroom; hoofdstuk 3 en sectie 4.3.1);
- Beoordeling van investeringsaanvraag voor een interconnector (TenneT) op basis van MKBA en advies NMa (paragraaf 2.1 en 4.3.1);
- Internationale en nationale kostenallocatie zoveel mogelijk op het beneficiary pays principe baseren (paragraaf 4.2);
- Stimuleren van aanpassingen aan EU wetgeving (verordening) om een grotere bijdrage van producenten aan het betalen van netwerktarieven mogelijk te maken (paragraaf 4.2);
- Stimuleren van aanpassingen aan het Europese ITC mechanisme om huidige tekortkomingen op te heffen en een grotere rol voor het ITC mechanisme binnen internationale kostenallocatie mogelijk te maken (paragraaf 4.2);
- De 'productie volgt transmissie' filosofie in wetgeving vastleggen om investeringen in productie en netwerken beter op elkaar af te stemmen en daarmee maatschappelijke kosten van stranded assets te reduceren (paragraaf 4.4);
- Barrières voor het toepassen van locatieafhankelijke prikkels (netwerktarieven, ruimtelijk beleid) wegnemen en invoering van meer prijszones in Europa stimuleren (paragraaf 4.4);
- In wetgeving meer ruimte bieden voor operationele oplossingen om overbelastingen op te heffen (paragraaf 4.4).

6. TenneT:

- Identificeren, aanvragen en uitvoeren van 'MKBA-proof' investeringen in interconnecties en nationale verbindingen met significante impact op het elektriciteitstransport over interconnectoren (wettelijke verplichting; sectie 4.2.1).

7. NMa:

- Nadere uitwerking van een volledig MKBA afwegingskader en periodieke verwerking van nieuwe inzichten en ervaringen in dit afwegingskader (hoofdstuk 3);
- Advisering voor het beoordelen van investeringen in interconnectie op basis van het MKBA afwegingskader (wettelijke verplichting; advies aan EZ; paragrafen 2.1 en 4.3.1);
- Nadere uitwerking van verbeterd reguleringsregime met sterkere investeringsprikkels voor maatschappelijk wenselijke interconnecties (paragraaf 4.3);
- Na aanpassing van EU/nationale wetgeving, uitwerking en implementatie van een significant netwerktarief voor elektriciteitsproducenten (paragraaf 4.2);
- Meer ruimte bieden voor anticiperende netwerkinvesteringen (paragraaf 4.4);

5

Voorbeeldstudie

5.1 Inleiding

Teneinde te illustreren hoe het ontwikkelde MKBA kader in hoofdstuk 3 praktisch en concreet uitpakt, is een voorbeeldstudie uitgevoerd van een ‘gefingeerd maar enigszins realistisch’ investeringsproject in interconnectie. Dit fictieve project betreft een 500 MW interconnector tussen Nederland en Denemarken die eind 2019 operationeel wordt.

In het kader van deze voorbeeldstudie zijn zowel de zogenaamde ‘basiseffecten’ als enkele ‘additionele effecten’ van bovengenoemd project geanalyseerd en, voor zover mogelijk, gekwantificeerd en monetair gewaardeerd. De basiseffecten betreffen de gangbare effecten binnen het huidige afwegingskader (‘beperkte kosten-batenanalyse’). Naast de investerings- en overige, operationele kosten van een project gaat het hier om de zogenaamde handelseffecten van een investering in interconnectie, i.e. de veranderingen in zowel de congestie-opbrengsten, het producentensurplus en het consumentensurplus in de betreffende landen.

De additionele effecten van het project maken onderdeel uit van het verbrede, MKBA afwegingskader zoals uiteengezet in hoofdstuk 3. In de onderhavige voorbeeldstudie zijn de volgende vijf additionele effecten van een interconnector geanalyseerd:

- Effect op investeringen in productiecapaciteit;
- Effect op nationale congestie en netwerkinvesteringen;
- Effect op voorzienings- en leveringszekerheid;
- Effect op natuur en milieu (CO₂ emissies, landschap, inpassing duurzame energie);
- Effect op concurrentie.

Vanwege het beperkte budget voor de voorbeeldstudie zijn de meeste van bovengenoemde, additionele effecten doorgaans op een beknopte en eenvoudige wijze geanalyseerd en, waar mogelijk, monetair gewaardeerd. De analyse is gebaseerd op bepaalde aannames en kengetallen uit andere studies, met alle beperkingen van dien. Het doel van de voorbeeldstudie is echter louter om te illustreren hoe bepaalde

effecten berekend zouden kunnen worden en niet zozeer om tot een precieze, kwantitatieve inschatting of waardering van deze effecten te komen. Mede gegeven het fictieve karakter van de voorbeeldstudie vormen de resultaten geen exacte weerspiegeling van de werkelijkheid en dienen derhalve met de nodige voorzichtigheid te worden gehanteerd.

In de rest van dit hoofdstuk worden de belangrijkste bevindingen van de voorbeeldstudie besproken. In onderstaande paragraaf 5.2 worden allereerst de basiseffecten van een investering in interconnectie geanalyseerd, gevolgd door de bovengenoemde additionele effecten in paragraaf 5.3. Dit hoofdstuk wordt afgesloten met een korte evaluatie en samenvatting van de voorbeeldstudie in paragraaf 5.4.

5.2 Basiseffecten

5.2.1 Kosten van interconnectie

Inleiding

Zoals gezegd, de voorbeeldstudie betreft een fictieve 500 MW interconnector tussen Nederland en Denemarken die eind 2019 in bedrijf zal worden genomen. Daarvoor is eind 2015 een investeringsbeslissing voorzien. Voor deze interconnector dienen zowel baten als kosten in kaart te worden gebracht. Bij een dergelijke investering gaan de kosten voor de baten uit. De kosten bestaan uit investerings- en O&M kosten. Beide kostencomponenten worden in deze paragraaf berekend.

Investeringskosten

Verschillende studies naar de investeringskosten van netwerkcomponenten zoals L'Abbate en Migliavacca (2011) en ENTSO-E (2011) laten zeer diverse kosteninschattingen zien. Daarom is aan de hand van de NorNed kabel bekeken in hoeverre de kabelkosten van beide studies overeenkomen met de werkelijke kosten van NorNed. Omdat de ENTSO-E studie de meest plausibele kostenschattingen laat zien, is deze vervolgens gebruikt voor de kosteninschatting van de fictieve case.

Kabelkosten

Op basis van het vermogen van 500 MW volstaat een spanningsniveau van 150 kV. Voor dit spanningsniveau kan een kabel worden gebruikt die gebaseerd is op de XLPE technologie (HVDC extruded subsea cable). ENTSO-E geeft kostencijfers voor deze technologie vanaf een minimale cross-sectional area van 1200 mm².

Bij een spanning van 150 kV betekent deze cross-sectional area volgens de IRENE-40 technologie database een vermogen van 537 MVA = MW (Alstom kabel). Kosten per meter kabel bedragen 230-460 euro. Voor 275 km betekent dit een kostenbandbreedte van 64-127 miljoen euro. Omdat twee kabels van 250 MW waarschijnlijk meer kosten dan één kabel van 500 MW, gebruiken we de bovenkant van de kostenbandbreedte d.w.z. 130 miljoen euro.

Converterkosten

Vanwege polarisatie van de kabelisolatie bij gebruik van CSC converters wordt de XLPE kabeltechnologie nu alleen met VSC converters gebruikt. ENTSO-E verwacht echter dat deze kabeltechnologie spoedig beschikbaar komt voor CSC converters.

Twee CSC converters van 1000 MW op 400 kV kosten 162-208 miljoen euro (zie hierboven). Twee VSC converters van 500 MW op 300 kV kosten 150-184 miljoen euro.

Gegeven dat voor de fictieve case converters op 150 kV nodig zijn en een lager spanningsniveau lagere kosten per component betekent, lijkt 125 miljoen euro meer dan voldoende.

Kosten van aansluiting kabel op nationale wisselstroomnetwerken

We gaan uit van 40 miljoen euro aan elke kant van de interconnector voor de kabels op land naar het on-shore grid connection point, dus 80 miljoen euro in totaal.

Installatiekosten

Veronderstelling: één geul met één kabel net zoals bij NorNed gegeven de relatief beperkte capaciteit van verbinding. (Hoe meer vermogen door de kabel gaat hoe groter de warmteontwikkeling en daarmee behoefte aan isolatie tussen de kernen, daarom dienen bij hogere vermogens de kernen in verschillende kabels te worden gebracht).

Gegeven kosten van 345.000-805.000 euro per km, betekent dit installatiekosten in de orde van 95-222 miljoen euro. Indien net als bij NorNed de onderkant van bandbreedte wordt verondersteld, resulteert dit in een schatting van 95 miljoen euro.

Totale kosten komen dan uit op 430 miljoen euro. Met een post onvoorzien van 20 miljoen euro komen we dan uit op totale investeringskosten van 450 miljoen euro voor de fictieve case.

O&M kosten

De operationele en onderhouds (O&M) kosten bestaan uit bedrijfsvoeringskosten en kosten vanwege netwerkverliezen. De inschatting van de bedrijfsvoeringskosten is gebaseerd op NorNed. TenneT geeft aan dat de bedrijfsvoeringskosten van NorNed 2,6 miljoen euro per jaar bedragen (TenneT, 2011). Verondersteld wordt dat Statnett vergelijkbare bedrijfsvoeringskosten heeft.

De kosten voor netwerkverliezen zijn gebaseerd op een formule van Siemens. De netwerkverliezen bedragen 1,5% voor beide AC/DC inverters gezamenlijk plus 0,9% per 100 km voor de kabelverliezen.⁹¹ Dit betekent dat de netwerkverliezen voor de fictieve case 4% van de getransporteerde elektriciteit bedragen. Bij een benutting van 80% (resultaat COMPETES) en een gemiddelde 'day-ahead' elektriciteitsprijs van 52 €/MWh (EC, 2012) zijn de bijbehorende kosten € 7,3 miljoen. De totale O&M kosten bedragen dan € 12,5 miljoen per jaar.

⁹¹ Zie <http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2011/energy/2011-09-mallorca/factsheet-hvdc-e.pdf>

5.2.2 Baten van interconnectie

Inleiding

De baten van een situatie met een verbinding tussen Nederland en Denemarken ("Projectalternatief") en zonder een verbinding tussen Nederland en Denemarken ("Nulalternatief") zijn berekend met behulp van het Europese elektriciteitsmarkt model COMPETES (zie bijlage F).

Er is gebruik gemaakt van twee scenario's die ontwikkeld zijn in het kader van het FP7 IRENE-40 project.⁹² Voor dit project heeft ECN een vijftal vraag en aanbod scenario's voor de elektriciteitssector ontwikkeld voor de periode 2010 – 2050, waarbij pas na 2020 verschillen tussen de scenario's optreden. Vier van de vijf scenario's veronderstellen dat de doelstelling van de Europese Unie voor het reduceren van GHG emissies met 80-95% procent in 2050 wordt gehaald, waaronder het Renewables (RES) scenario en het Efficiency (EFF scenario). In het RES scenario is er sprake van een relatief grote vraag naar elektriciteit en een significant aandeel elektriciteit uit duurzame bronnen. In het EFF scenario resulteren significante efficiëntieverbeteringen in een lagere elektriciteitsvraag en een lager aandeel van elektriciteitsproductie uit duurzame bronnen. Voor beide scenario's zijn exogeen toenames van de productiecapaciteit veronderstelt.

Baten zijn berekend voor de jaren 2020 en 2050 en baten voor tussenliggende jaren zijn bepaald door interpolatie. Alle kosten en baten zijn verdisconteerd naar 2015 en zijn bepaald voor het zestal landen dat het meest door de nieuwe verbinding wordt beïnvloed, namelijk België, Denemarken, Duitsland, Nederland, Noorwegen en Zweden. De baten zijn niet alleen per land bepaald, maar ook voor afzonderlijke stakeholders zoals consumenten, producenten en Transmission System Operators (TSO's).

In totaal zijn er zes verschillende situaties geanalyseerd:

1. Nulalternatief in het jaar 2020;
2. Projectalternatief in 2020;
3. IRENE-40 RES scenario, nulalternatief in 2050;
4. IRENE-40 RES scenario, projectalternatief in 2050;
5. IRENE-40 EFF scenario, nulalternatief in 2050;
6. IRENE-40 EFF scenario, projectalternatief in 2050.

Netto contante waarde

Tabel 3 en **Tabel 4** tonen de verschillen in (netto-)baten en kosten tussen het projectalternatief en het nulalternatief voor respectievelijk het RES en het EFF scenario. Uit beide tabellen blijkt dat de verschillen tussen de netto contante waarde (NCW) in het projectalternatief en de NCW in het nulalternatief in zowel het EFF als het RES scenario beperkt zijn. Indien zoals gebruikelijk in de huidige situatie alleen Nederland en Denemarken over de investering dienen te beslissen, zou de afweging op basis van de NCW negatief uitvallen. De netto kosten voor Nederland bedragen naar schatting ongeveer € 90 miljoen en de netto kosten voor Denemarken € 10-50 miljoen.

⁹² Zie <http://www.irene-40.eu>.

Tabel 3: Verschil in NCW tussen het projectalternatief en het nulalternatief in het RES scenario

| Land | Producenten surplus | Congestie opbrengsten | Consument n surplus | Investerings- kosten | O&M kosten | Totaal NCW |
|---------------|------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|------------|---------------|
| Noorwegen | 1,20 | -0,10 | -0,95 | 0,00 | 0,00 | 0,15 |
| Denemarken | 0,55 | 0,21 | -0,48 | -0,23 | -0,07 | -0,01 |
| Zweden | 1,14 | -0,03 | -0,91 | 0,00 | 0,00 | 0,20 |
| Duitsland | -0,49 | -0,20 | 0,53 | 0,00 | 0,00 | -0,15 |
| Nederland | -0,29 | 0,22 | 0,28 | -0,23 | -0,07 | -0,09 |
| België | -0,06 | 0,01 | 0,07 | 0,00 | 0,00 | 0,02 |
| <i>Totaal</i> | 2,06 | 0,12 | -1,47 | -0,45 | -0,15 | 0,12 |

Alle bedragen zijn in miljarden euro's van 2015.

Tabel 4: Verschil in NCW tussen het projectalternatief en het nulalternatief in het EFF scenario

| Land | Producenten Surplus | Congestie opbrengsten | Consument n surplus | Investerings- kosten | O&M kosten | Totaal NCW |
|---------------|------------------------|--------------------------|------------------------|-------------------------|------------|------------|
| Noorwegen | 0,69 | -0,01 | -0,54 | 0,00 | 0,00 | 0,15 |
| Denemarken | 0,68 | 0,22 | -0,65 | -0,23 | -0,07 | -0,05 |
| Zweden | 0,69 | 0,06 | -0,57 | 0,00 | 0,00 | 0,18 |
| Duitsland | -0,57 | -0,24 | 0,65 | 0,00 | 0,00 | -0,16 |
| Nederland | -0,37 | 0,25 | 0,33 | -0,23 | -0,07 | -0,09 |
| België | -0,06 | 0,02 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | 0,05 |
| <i>Totaal</i> | 1,05 | 0,31 | -0,68 | -0,45 | -0,15 | 0,08 |

Alle bedragen zijn in miljarden euro's van 2015.

Indien derde landen bij de beslissing worden betrokken, dan zou Duitsland zeker niet meebetalen; Duitsland ondervindt netto kosten van circa € 150 - 160 miljoen door de additionele 500 MW verbinding tussen Nederland en Denemarken. Zweden en Noorwegen ontvangen wel significante netto baten van de investering, en zouden op basis van het beneficiary pays principe daarom moeten meebetalen aan de grensoverschrijdende verbinding.

In het vervolg worden de ontwikkelingen in de verschillende bestanddelen van de netto-contante waarde besproken.

Producentensurplus

In de ontwikkeling van het producentensurplus is een tweedeling te zien tussen enerzijds Nederland, Duitsland en België en anderzijds Denemarken, Noorwegen en Zweden. In beide scenario's profiteren Scandinavische elektriciteitsproducenten van de additionele verbinding tussen Nederland en Denemarken; zij ontvangen hogere baten door een hogere elektriciteitsprijs gecombineerd met een toename van de productie. Voor Nederland, België en Duitsland is het effect tegenovergesteld; zij produceren minder vanwege een lagere elektriciteitsprijs en importeren daardoor meer.

Consumentensurplus

Doordat in COMPETES een inelastische elektriciteitsvraag is verondersteld kan het consumentensurplus niet direct worden berekend. Uit de toe- of afname van consumentenbetalingen kan echter de verandering van het consumentensurplus

worden afgeleid; een toename betekent een lager consumentensurplus en een afname een hoger surplus. In het RES en EFF scenario profiteren consumenten in Nederland, Duitsland en België van additionele baten in het projectalternatief doordat er meer geïmporteerd kan worden tegen een lagere elektriciteitsprijs. Omgekeerd dienen de consumenten in Denemarken, Noorwegen en Zweden meer te betalen door de hogere elektriciteitsprijs die het gevolg is van een grotere elektriciteitsproductie. Het effect van de interconnectie op het producenten- en consumentensurplus is voor alle landen zoals verwacht tegengesteld.

Congestie opbrengsten

De TSO's in Nederland en Denemarken profiteren beiden van handelsopbrengsten uit prijsverschillen tussen beide landen vanwege congestie.⁹³ Voor Denemarken nemen niet alleen de congestie opbrengsten toe door de Nederland-Denemarken verbinding, ook wordt Denemarken een belangrijker doorvoerland van elektriciteit van en naar Noorwegen en Zweden. De Duitse TSO's verliezen doordat het elektriciteitstransport over de nieuwe interconnectie ten koste gaat van het transport over de verbindingen Duitsland-Denemarken en Duitsland-Zweden. De Noorse TSO Statnett verliest doordat de congestie opbrengsten van transport tussen zowel Noorwegen en Duitsland als Noorwegen en Nederland significant afnemen. De overige landen worden maar marginaal beïnvloed.

De achtergrond van de veranderingen in consumenten- en producentensurplus en congestie rents zijn veranderingen in elektriciteitsproductie, resulterend in veranderingen van zowel import en export als elektriciteitsprijzen.

Verandering in elektriciteitsproductie

De nieuwe interconnectie resulteert in een toename van de totale productie in de drie geselecteerde Scandinavische landen met ca. 2-2,5 TWh en een afname van de totale productie in de drie continentaal Europese landen met ongeveer 2 TWh. De productiestijging in de Scandinavische landen komt vrijwel geheel voor rekening van Denemarken, terwijl de productiedaling in de continentaal Europese landen vooral plaatsvindt in Duitsland en Nederland. Goedkopere elektriciteit uit Denemarken substitueert op deze wijze duurdere elektriciteit uit Duitsland en Nederland. De verdeling van de productie over verschillende productietechnologieën wordt getoond in onderstaand figuur. Uit **Figuur 3** blijkt dat in 2020 meer elektriciteit in Scandinavische kolen, gas en biomassa en afvalcentrales wordt geproduceerd ten koste van de elektriciteitsproductie in gas- en kolengestookte centrales van de drie continentaal Europese landen. Dit komt doordat de centrales voor productie van kolen (Integrated coal Gasification Combined Cycle) en gas WKKs in Scandinavië een hogere efficiëntie kennen dan de kolen- en gas eenheden (gasturbines en STEG) in Nederland en Duitsland.

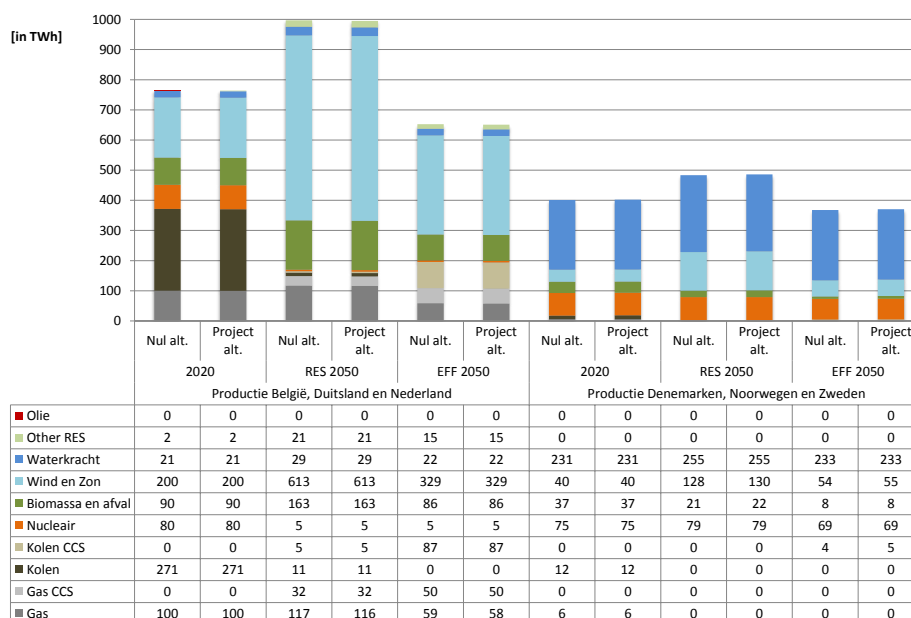
In de resultaten voor 2050 zijn de verschillen tussen de RES en EFF scenario's te zien: de elektriciteitsproductie ligt op een duidelijk lager niveau in het EFF scenario en de groei van duurzame energie is veel groter in het RES scenario. In het laatste scenario verdrievoudigt de elektriciteitsproductie van wind en zon in de zes landen, terwijl in het EFF scenario de elektriciteit afkomstig van wind en zon met ca. 35-65% toeneemt. Verder valt op dat de bijdrage van elektriciteit uit kolen- en gascentrales veel groter is in

⁹³ Op alle interconnecties tussen de 14 gemodelleerde landen zijn de congestieopbrengsten op 50/50 basis verdeeld tussen de twee betrokken landen.

het RES scenario dan in het EFF scenario waarbij in 2050 alle kolencentrales zonder Carbon Capture and Storage (CCS) uit bedrijf zijn genomen. Deze elektriciteit wordt geproduceerd in periodes met weinig wind en zon, daarnaast hebben de gascentrales een belangrijke balancerings- en back-up functie.

Naast de verschillen tussen scenario's zijn ook interessante verschillen tussen het nul- en het projectalternatief te zien in zowel het RES als het EFF scenario. Met additionele interconnectie nemen in de drie continentaal Europese landen de bijdragen van gas, biomassa en afval, kolen en wind en zon (alleen substantieel in RES scenario) aan de elektriciteitsvoorziening af. In de Scandinavische landen nemen de bijdragen van wind, biomassa en afval, kolen CCS (alleen EFF scenario) en gas substantieel toe.

Figuur 3: Elektriciteitsproductie in Scandinavische landen (Denemarken, Noorwegen en Zweden) en niet-Scandinavische landen (België, Duitsland en Nederland), 2020 en 2050, in Nulalternatief versus Projectalternatief



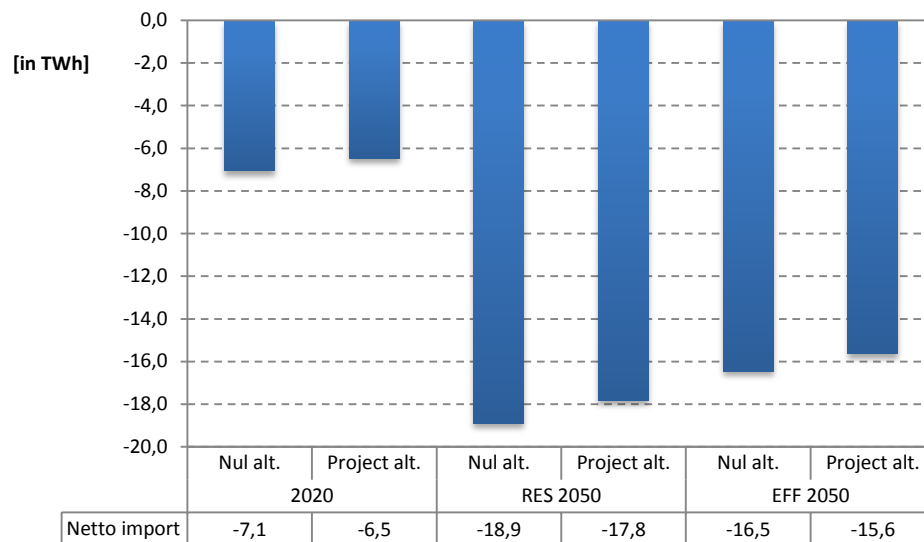
Verandering in import/export

Door de afname van de productie van gas en kolen in Duitsland en Nederland, zal Duitsland netto meer importeren en Nederland netto minder exporteren (zie **Figuur 4**). Absoluut gezien wordt in 2020 de netto import in Duitsland het meest beïnvloedt door de additionele verbinding tussen Nederland en Denemarken en België het minst. Dit hangt ermee samen dat vooral Duitse productie wordt gesubstitueerd door extra Scandinavische, met name Deense, productie.

Door de additionele interconnectie en de resulterende toename van de totale elektriciteitsproductie in Scandinavië, stijgt de netto export van Noorwegen, Zweden en Denemarken in 2020 en daalt de netto import van Denemarken in 2050 (zie **Figuur 5**). Doordat Denemarken in verhouding tot de overige Scandinavische landen een groot aandeel relatief dure hernieuwbare productie eenheden heeft (biomassa), importeert Denemarken elektriciteit regelmatig goedkoper uit omliggende landen waardoor het

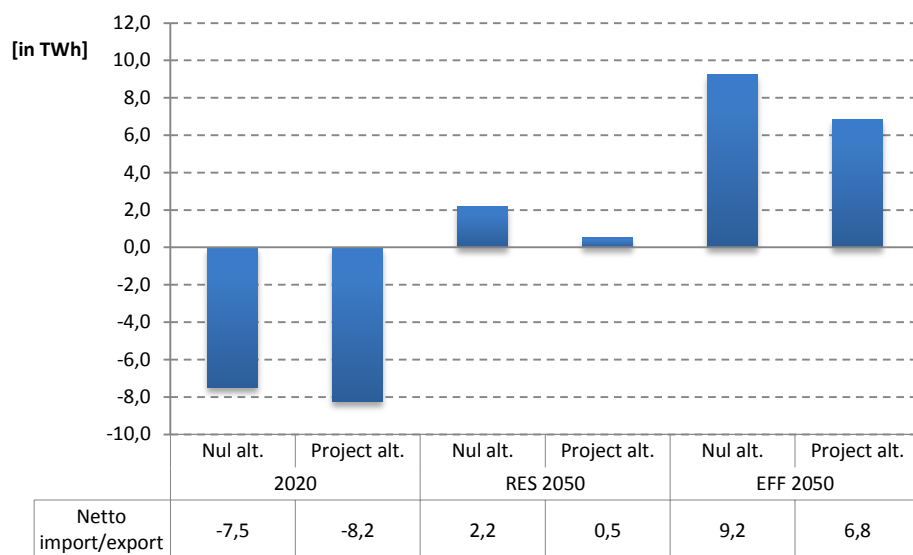
een netto importeur van elektriciteit in 2050 is. Met de additionele interconnectie krijgt continentaal Europa betere toegang tot de relatief goedkope productie uit Noorwegen en Zweden; via Denemarken kan meer goedkope elektriciteit worden doorgevoerd naar continentaal Europa.

Figuur 4: Netto import van elektriciteit Nederland



Negatieve getallen betreffen netto import van elektriciteit.

Figuur 5: Netto import/export van elektriciteit in Denemarken



Negatieve getallen betreffen netto import van elektriciteit.

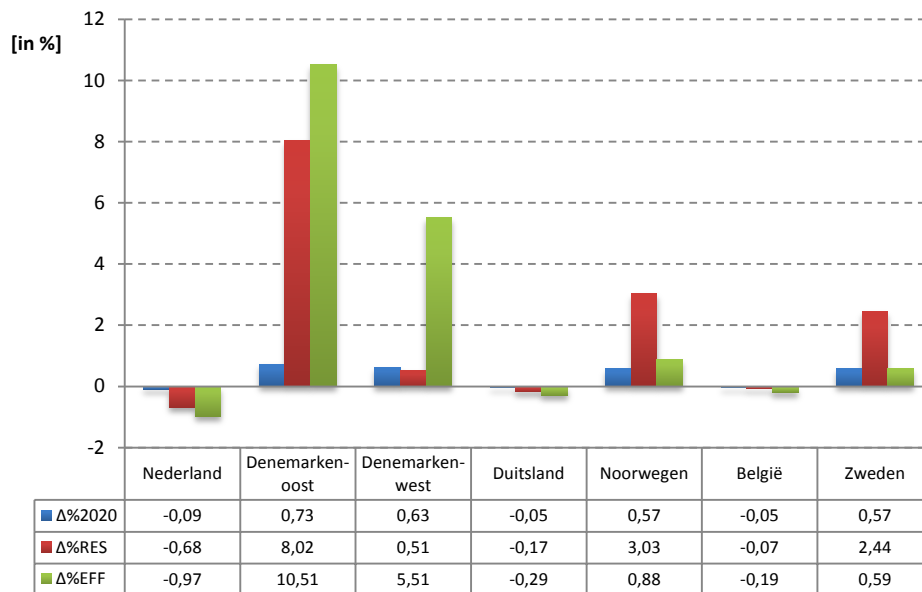
Verandering in elektriciteitsprijzen

Figuur 6 toont het verschil tussen de gemiddelde elektriciteitsprijzen (groothandelsprijzen) in het project- en nulalternatief. Ook voor wat betreft de gemiddelde elektriciteitsprijzen is er weer een duidelijke tweedeling te zien tussen de

Scandinavische en Continentaal Europese landen. Denemarken ondervindt duidelijk de grootste prijseffecten van de interconnectie. Omdat Denemarken uit twee niet-synchrone netwerken bestaat, is het land in COMPETES ook in twee nodes onderverdeeld en komen er twee verschillende elektriciteitsprijzen tot stand voor het westelijk en oostelijk deel. Opmerkelijk is dat Denemarken-Oost grotere prijseffecten ondervindt dan Denemarken-West dat door de nieuwe interconnectie met Nederland is verbonden. De gemiddelde elektriciteitsprijs ligt in Denemarken in het EFF scenario hoger dan in het RES scenario doordat in het eerste scenario conventionele centrales met hogere marginale kosten in een groter deel van de elektriciteitsvraag voorzien.

Hoewel de impact op de gemiddelde groothandelsprijzen in Nederland, Duitsland en België vrijwel nihil is, is er in alle drie de landen sprake van een lagere groothandelsprijs in het projectalternatief dan in het nulalternatief. De reden hiervoor is de betere ontsluiting van Scandinavië, waardoor continentaal Europa vaker de goedkopere elektriciteit uit Scandinavië kan importeren.

Figuur 6: Verschil in groothandelsprijzen tussen het project- en nulalternatief



5.3 Additionele effecten

5.3.1 Effecten van interconnectie op investeringen in productiecapaciteit

Samenvatting advies:

- Idealiter is het effect van een interconnectie op de productiecapaciteit – en op de regionale netwerkcapaciteit – onderdeel van het dynamische model dat het effect op consumenten- en producentensurplus berekent.
- De meeste modellen bevatten evenwel niet zo'n gedragsreactie. Hoe zo'n gedragsreactie kan worden gemodelleerd, is een studietraject op zich.
- De beste manier om hier op korte termijn mee om te gaan is om af te gaan op de uitkomsten van een model zonder gedragsreactie (d.w.z. projectalternatief ten opzichte van nulalternatief) en op basis van expert opinion in te schatten of veranderingen in de productiecapaciteit en regionale netwerkcapaciteit ten opzichte van het nulalternatief in de rede liggen.
- Liggen zulke veranderingen in de rede, dan kan een orde-van-grootte schatting van deze veranderingen plaatsvinden. Dit pakt positief uit voor het producentensurplus van het betreffende land, omdat er ten opzichte van het model rekening wordt gehouden met (winstmaximaliserende) gedragsreacties. Van belang is welke veranderingen (opwekking, netwerk) het betreft, inclusief de richting en omvang. Dit welvaartseffect is in feite een correctie op de inschatting van het effect op het producentensurplus (de winst).
- Als verwacht kan worden dat de aldus ingeschatte veranderingen een merkbaar effect hebben op de modeluitkomsten (prijzen en hoeveelheden), dan kan het projectalternatief in het model worden aangevuld met de ingeschatte gedragsreacties in termen van veranderingen in productie- en netwerkcapaciteit. Veranderde prijzen en hoeveelheden zorgen voor aangepaste welvaartseffecten.

De business case van een productie-investering verandert door een investering in uitbreiding van interconnectiecapaciteit. Door de additionele interconnectie ontstaan mogelijkheden voor extra elektriciteitsexport naar het verbonden land vanuit het land met relatief lagere elektriciteitsprijzen. Tegelijkertijd ontstaan er mogelijkheden voor import van goedkope stroom door het land met relatief hogere elektriciteitsprijzen. Een hogere productie in het exportland vergroot - ceteris paribus - de winsten van producenten en stimuleert daarmee uitbreiding van productiecapaciteit door investeringen. Omgekeerd leidt een lagere productie in het importland tot lagere winsten van producenten en afstel van investeringen. Op deze manier laten producenten hun locatiekeuze afhangen van uitbreiding van interconnectiecapaciteit ('gedragsreactie').

Hoofdstuk 3 adviseerde in dit verband om een dynamisch model te gebruiken om de aanpassing van investeringsbeslissingen door producenten in te schatten. Vanwege het beperkte budget voor de case study was het helaas niet mogelijk om dit effect met de

dynamische versie van het COMPETES model te illustreren (zie Ozdemir *et al.* (2013) voor een studie waarbij het model wel is ingezet). Een second-best benadering is het deels inschatten van het effect buiten het model om, op basis van expert opinion. Dit houdt in dat eerst de gedragsreactie in termen van capaciteit wordt ingeschat. Dat gebeurt hier door veranderingen in het opgesteld vermogen in te schatten op basis van door het model voorspelde productieveranderingen. Vervolgens dienen de welvaartseffecten hiervan te worden ingeschat. Deze benadering is toegepast op het RES scenario.

Allereerst is gekeken naar de productietechnologieën met respectievelijk de grootste absolute productieafname en toename in de betrokken landen. Uit de beschrijving van de basis-effecten bleek al dat door de interconnectie de totale elektriciteitsproductie in Duitsland en Nederland afneemt. Dit is met name het gevolg van de afnemende productie van gasturbines. In Duitsland neemt de productie af met 0,9 TWh, in Nederland met 0,5 TWh. Aangezien ook de marginale winstgevendheid van gas turbines in Duitsland iets lager ligt dan in Nederland (€ 2,70/MWh versus € 3,47/MWh in het projectalternatief)⁹⁴ is verondersteld dat de gedragsreactie zich beperkt tot de Duitse productie-investeringen. De elektriciteitsproductie neemt het meeste toe in Denemarken, de productie door wind turbines (met name offshore) neemt toe met ruim 0,9 TWh. (Offshore wind behoort tot de technologieën met de hoogste winstgevendheid per MWh).

Om te bepalen in hoeverre de productieverandering leidt tot aanpassing van het opgesteld vermogen is vervolgens gekeken naar de capaciteitsfactoren van gas turbines in Duitsland en offshore en on-shore windturbines in Denemarken. Onder de veronderstelling dat de capaciteitsfactoren gelijk blijven is bepaald hoe een productieverandering doorwerkt op het opgesteld vermogen.

De productiecapaciteit van gasgestookt vermogen in Duitsland in 2050 bedraagt circa 73,3 GW (= nulalternatief) en de bijbehorende elektriciteitsproductie 87,3 TWh. Hieruit volgt dat de capaciteitsfactor 13,6% is. Bij een afname van de elektriciteitsproductie met 0,9 TWh tot 86,4 TWh betekent dit een afname van het gasgestookt vermogen met 0,8 GW tot 72,5 GW. De interconnectie leidt dus tot een besparing op investeringen in productiecapaciteit van gasturbines van 800 MW.

In Denemarken bedraagt het opgestelde windvermogen op land zo'n 5,7 GW en op zee 7,4 GW. De bijbehorende elektriciteitsproductie is respectievelijk 13,1 en 15,8 TWh. Hieruit volgen capaciteitsfactoren van respectievelijk 26,2% en 24,3%. Een toename van de elektriciteitsproductie met 0,9 TWh (0,8 TWh offshore, 0,1 TWh on-shore) betekent een toename van capaciteit van wind op zee en wind op land met respectievelijk 0,4 GW en 0,04 GW.

De berekende capaciteitsveranderingen kunnen worden vermenigvuldigd met de investeringskosten van productietechnologieën. Op basis van ECF (2010) bedragen de kosten in 2020 voor investeringen in:⁹⁵

- Gas: 675-775 €/kW, gemiddeld 725 €/kW;

⁹⁴ Bepaald door het producentensurplus te delen door de productie per technologie per land.

⁹⁵ Bron: ECF (2010), Roadmap 2050, Volume 1, Appendix A. Weergegeven waarden zijn gemiddelden van CAPEX voor 2010 en 2030.

- Wind offshore: 2500-3000 €/kW, gemiddeld 2750 €/kW;
- Wind on-shore: 950-1250 €/kW, gemiddeld 1100 €/kW.

Verdisconteerd naar euro's van 2015⁹⁶ is er een besparing op investeringen in gasturbines ter grootte van € 444 miljoen in Duitsland en additionele investeringen in offshore en on-shore wind turbines ter waarde van respectievelijk € 842 miljoen en € 34 miljoen in Denemarken.⁹⁷ In beginsel is de genoemde besparing in Duitsland een positief welvaartseffect via het producentensurplus. De additionele investeringen in Denemarken zijn evenwel slechts het begin van het verhaal. Deze investeringen worden immers gedaan omdat ze rendabel zijn, zodat het gaat om het (netto positieve) effect op het producentensurplus ervan.

De productie-investeringen hebben op hun beurt weer zowel prijs- als hoeveelheidseffecten die via het producenten- en consumentensurplus doorwerken op de welvaart. Voor het bepalen van dit effect zijn op basis van de productiecapaciteiten na de gedragsreactie extra runs met het ECN COMPETES elektriciteitsmodel uitgevoerd. Verondersteld is dat producenten direct na de bouw van de interconnector hun investeringsbeslissingen aanpassen en rekening houden met de nieuwe interconnector over de gehele periode dat deze in bedrijf is (d.w.z. tot en met 2050).

De gedragsreactie verlaagt de welvaartsbijdrage van de interconnectie in de bekeken landen met € 1,2 miljard. Dit komt door de daling van de productie van dure marginale eenheden in Duitsland die de prijs zetten in een beperkt aantal uren met zeer hoge elektriciteitsprijzen. Daardoor dalen de gemiddelde gewogen elektriciteitsprijzen, daalt het producentensurplus en stijgt het consumentensurplus. De daling van het producentensurplus is aanzienlijk, circa € 2,2 miljard vergeleken met het projectalternatief zonder gedragsreactie. Deze daling wordt beperkt gecompenseerd door een stijging van consumentensurplus en congestie-inkomsten met respectievelijk € 0,72 miljard en € 0,24 miljard. Het effect op het producentensurplus is relatief groot doordat de verandering van het opgesteld vermogen leidt tot een andere merit order en daarmee een verandering van de export naar en import van andere landen. Tegelijkertijd leiden de aanpassingen aan de merit order maar in een beperkt aantal uren tot aanpassing van de prijszettende marginale eenheid en daarmee de elektriciteitsprijs. Daardoor verandert het consumentensurplus in mindere mate dan het producentensurplus.

Tabel 5 laat zien dat de gedragsreactie een negatief effect heeft op de resulterende netto contante waarde vergeleken met het nulalternatief. **Tabel 6** toont de verschillen tussen het projectalternatief met en zonder gedragsreactie. In Denemarken stijgen de winsten van producenten door de nieuwe windparken die produceren tegen lage marginale kosten. Het producentensurplus neemt behalve in Duitsland ook sterk af in Zweden. Dit lijkt het gevolg van de hogere productie van elektriciteit van duurzame oorsprong in Denemarken waardoor Zweedse producenten meer concurrentie ondervinden uit Denemarken. Doordat Zweden en Noorwegen meer goedkope stroom

⁹⁶ De (besparingen op) investeringen zijn voorzien voor 2020 en verdisconteerd tegen 5,5%.

⁹⁷ Merk op dat deze bedragen niet het volledige effect op investeringen betreffen, maar wel een groot deel ervan. Voor het berekenen van het volledig effect zou de impact van alle productieveranderingen voor alle zes betrokken landen moeten worden ingeschat, terwijl hier alleen de productieveranderingen van de productietechnologieën met de grootste absolute productieafname en toename voor Duitsland en Denemarken zijn doorgerekend.

uit Denemarken importeren neemt het consumentensurplus in deze landen toe. De gedragsreactie van producenten leidt tot meer inkomsten voor TSO's uit elektriciteitshandel.

Tabel 5: Verschillen tussen projectalternatief met gedragsreactie en nulalternatief

| Land | Producenten Surplus | Congestie inkomsten | Consumenten surplus | Investeringskosten | O&M kosten | Totaal Netto Contante Waarde |
|---------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|------------|------------------------------|
| Noorwegen | 0,53 | -0,04 | -0,45 | 0,00 | 0,00 | 0,04 |
| Denemarken | 1,43 | 0,26 | -0,33 | -0,23 | -0,07 | 1,06 |
| Zweden | -0,97 | 0,00 | -0,45 | 0,00 | 0,00 | -1,42 |
| Duitsland | -0,60 | -0,13 | 0,17 | 0,00 | 0,00 | -0,56 |
| Nederland | -0,39 | 0,26 | 0,23 | -0,23 | -0,07 | -0,20 |
| België | -0,11 | 0,01 | 0,09 | 0,00 | 0,00 | -0,01 |
| <i>Totaal</i> | -0,11 | 0,36 | -0,75 | -0,45 | -0,15 | -1,10 |

Tabel 6: Verschillen tussen projectalternatieven met en zonder gedragsreactie

| Land | Producenten surplus | Congestie inkomsten | Consumenten surplus | Totaal Netto Contante Waarde |
|---------------|---------------------|---------------------|---------------------|------------------------------|
| Noorwegen | -0,67 | 0,05 | 0,50 | -0,11 |
| Denemarken | 0,88 | 0,05 | 0,14 | 1,07 |
| Zweden | -2,11 | 0,03 | 0,46 | -1,62 |
| Duitsland | -0,12 | 0,07 | -0,37 | -0,41 |
| Nederland | -0,10 | 0,03 | -0,05 | -0,11 |
| België | -0,06 | 0,00 | 0,03 | -0,03 |
| <i>Totaal</i> | -2,17 | 0,24 | 0,72 | -1,22 |

Alle bedragen zijn in miljarden euro's van 2015.

Deze uitkomsten dienen nog gecorrigeerd te worden voor de investeringskosten in productiecapaciteit door de gedragsreactie. Door voor Duitsland de vermeden investeringskosten van € 444 miljoen mee te nemen resteert een netto baat van € 34 miljoen. De extra investeringskosten in Deense productiecapaciteit ter grootte van € 876 miljoen betekent dat er een netto baat van € 184 miljoen overblijft. Voor de zes landen gezamenlijk betekenen de additionele netto-investeringen in productiecapaciteit echter een verdere verslechtering van het welvaartssaldo met € 0,43 miljard tot € 1,65 miljard negatief.

Bij deze resultaten kunnen een aantal kanttekeningen worden geplaatst. Zo zijn de resultaten erg gevoelig voor veronderstellingen, zoals de veronderstelling over gelijkblijvende capaciteitsfactoren bij aanpassingen van de productiecapaciteit. In werkelijkheid zullen de capaciteitsfactoren veranderen en daardoor ook de marginale winstgevendheid. Dit betekent dat kleinere (des)investeringen optimaler zouden kunnen zijn. Met andersoortige methoden, zoals b.v. het inzetten van een dynamisch model, kan het maken van dergelijke veronderstellingen worden vermeden. Het

verdient aanbeveling de toepassing van dergelijke methoden in deze context te onderzoeken. Er is duidelijk meer onderzoek nodig voordat effecten van een interconnectie op productie-investeringen adequaat in een MKBA afwegingskader kunnen worden meegenomen.

5.3.2 Effect van een interconnectie op nationale congestie en netwerkinvesteringen

Samenvatting advies

- Indien congestie binnen landen de import of export van elektriciteit via de nieuwe interconnector zodanig belemmert dat binnenlandse netwerkuitbreiding nodig is, dienen de kosten van nationale netwerkversterking(en) te worden meegenomen in de beoordeling van een interconnector. Voor zover investeringen noodzakelijk samenhangen met de nieuwe interconnectie, behoren zij tot de investeringskosten van het projectalternatief en verlagen zij de netto baten van een nieuwe interconnector.
- Omgekeerd, indien import of export van elektriciteit via de nieuwe interconnector congestie binnen landen en daarmee binnenlandse netwerkuitbreiding voorkomt, dienen de vermeden investeringskosten hiervan (d.w.z. baten) te worden meegenomen in de beoordeling van een interconnector. Voor zover vermeden investeringen noodzakelijk samenhangen met de nieuwe interconnectie, verhogen zij de netto baten van een nieuwe interconnector in het projectalternatief.
- Indien de additionele congestie binnen landen beperkt is, kunnen operationele maatregelen mogelijk volstaan om congestie te voorkomen. De kosten van deze operationele maatregelen dienen onderdeel te zijn van de kosten van het projectalternatief.
- Omgekeerd, indien beperkte additionele congestie binnen landen wordt voorkomen, dienen de baten van vermeden operationele maatregelen onderdeel te zijn van het projectalternatief.
- Indien de interconnectie niet leidt tot additionele congestie op nationale transmissieverbindingen dan wel besparing op congestie, hoeven er geen extra kosten in de beoordeling van de interconnector te worden meegenomen.
- Met een netwerkmodel kunnen de effecten van een interconnectie voor het gebruik van de nationale transmissie-infrastructuur vanuit het oogpunt van handhaving van de betrouwbaarheid van het netwerk worden bepaald.
- Door de interactie van een marktmodel met een netwerktopologie inclusief het nationale netwerk, met een netwerkmodel kunnen maatschappelijk optimale nationale investeringen bovenop de benodigde investeringen in het nationale netwerk vanuit betrouwbaarheidsoogpunt worden bepaald.
- Een dergelijk marktmodel maakt het mogelijk dat congestiekosten op verbindingen binnen landen eenvoudig en op dezelfde manier worden berekend als de congestiekosten voor interconnecties. Zonder een uitgebreid marktmodel is er buiten het model om een schatting van de impact van de interconnectie op de redispatchkosten nodig.

Een nieuwe grensoverschrijdende verbinding kan leiden tot extra transport van elektriciteit in het nationale netwerk vanaf het punt waar de interconnector wordt verbonden met het nationale netwerk naar de load centers. Door deze extra transportvraag kan er congestie ontstaan in het Nederlandse netwerk waardoor operationele maatregelen en/of netwerkversterkingen noodzakelijk zijn.

Voor het beoordelen van het effect van een interconnectie op nationale congestie en nationale netwerkinvesteringen is een load flow analyse de geëigende methode (zie hoofdstuk 3). Vanwege de complexiteit van netberekeningen wordt in de regel een beperkt aantal planningssituaties getoetst en geanalyseerd. Vanwege het beperkte budget was het niet mogelijk om in het kader van deze case study een load flow analyse uit te voeren. Daarom is gebruikgemaakt van inzichten uit het kwaliteits- en capaciteitsdocument (KCD) 2011 (TenneT, 2012). Daarin analyseert TenneT de consequenties van drie verschillende planningssituaties (Kustwind, Landwind, Windstil) voor drie verschillende scenario's (business-as-usual, 3*20 en nucleair), in totaal zijn er 6 combinaties van planningssituaties en scenario's. Daarbij wordt uitgegaan van de netwerkcapaciteiten van zowel huidige en toekomstige AC als DC interconnecties waaronder een verbinding met Denemarken.

Zonder NoordWest 380 blijken er diverse overbelastingen d.w.z. congesties op te treden van de verbinding van de Eemshaven met de Randstad in de planningssituatie 3*20 Landwind. De planningssituatie is bedoeld om te bepalen wat de gevolgen voor het landelijk transportnet zijn van hoge vermogensstromen vanaf de interconnecties naar de verbruikscentra in het westen van Nederland. Daartoe is er maximale import verondersteld vanuit België, Denemarken, Duitsland en Noorwegen. Verder is de elektriciteitsproductie door wind turbines in Nederland beperkt, terwijl de elektriciteitsproductie door wind turbines in Denemarken en Duitsland groot is. Productie van thermische eenheden vindt voornamelijk in de Eemshaven en Borssele plaats, terwijl de productie in de Randstad gering is. Door de geringe productie in de Randstad moet elektriciteit naar deze regio worden getransporteerd. In dit scenario treedt onder meer serieuze overbelasting op de verbinding Diemen - Lelystad – Ens op bij doorrekening op zowel het n-1 planningscriterium⁹⁸ tijdens normaal bedrijf als het n-1 criterium tijdens onderhoud (ook bekend als n-2 criterium). Daarnaast treden rond de Eemshaven diverse knelpunten op bij berekeningen voor het n-2 criterium.

Daarom veronderstellen we hier dat TenneT zonder de interconnectie minder elektriciteit tussen de Eemshaven en de Randstad hoeft te transporteren, en meer via een meer zuidelijke route uit België of Duitsland kan importeren. De bijdrage van de nieuwe interconnector aan de noodzaak van de Noordwest 380 verbinding laat zich moeilijk kwantificeren omdat de transportbehoefte wordt bepaald door de piekbelasting die resulteert uit keuzes die door netwerkgebruikers worden gemaakt (producenten, consumenten, handelaren). Vast staat wel dat voor het transport van de via de interconnector geïmporteerde elektriciteit slechts een deel van de capaciteit van de Noordwest 380 verbinding nodig is; de interconnectorcapaciteit bedraagt immers slechts 500 MW terwijl de capaciteit van de Noordwest 380 verbinding 2x2.635 MVA bedraagt. Maximaal 9% van NoordWest 380 kan dus worden benut door elektriciteit die via de nieuwe interconnector geïmporteerd wordt. Daarnaast is de planningssituatie redelijk extreem in de zin dat er maximale import uit alle buurlanden behalve het

⁹⁸ Zie definitie in hoofdstuk 4.

Verenigd Koninkrijk wordt verondersteld. Hoewel de waarschijnlijkheid van optreden van de planningssituatie niet is vastgesteld c.q. gerapporteerd, lijkt de waarschijnlijkheid dat de interconnector beslag legt op de capaciteit van Noordwest 380 beperkt. Daarom lijkt het redelijk om maximaal 3% van de investeringskosten van Noordwest 380 (naar verwachting ongeveer € 1 miljard) eenmalig aan de interconnector toe te rekenen d.w.z. € 30 miljoen in 2019. De verdisconteerde investeringskosten bedragen € 24 miljoen in 2015. Daarnaast is analoog aan NorNed (TenneT, 2004) verondersteld dat de fictieve case leidt tot additionele netwerkverliezen in het Nederlandse netwerk ter grootte van 1 miljoen euro per jaar, verdisconteerd 6 miljoen euro cumulatief. Tenslotte zijn er ook nog andere O&M kosten verbonden aan Noordwest 380. Omdat een kosteninschatting hiervan ontbreekt, is dit een PM post.

5.3.3 Effect op voorzieningszekerheid

Advies voorzieningszekerheid

- Voorzieningszekerheid is vooral een probleem vanwege de importafhankelijkheid van aardgas en van biomassa. De analyse kan zich daarom richten op deze brandstoffen. Dit kan door middel van een modelmatige analyse van de effecten van de interconnectie op de import en export van brandstoffen voor de elektriciteitsproductie.
- Vervolgens dienen deze effecten gewaardeerd te worden. Geadviseerd wordt hier een kengetallenmethode voor te gebruiken. Deze kengetallenmethode waardeert de economische schade van een verandering in de importafhankelijkheid van fossiele brandstoffen zoals aardgas en biomassa.
- Het effect op de voorzieningszekerheid van de interconnectie is zodoende het product van de verandering in de importafhankelijkheid van aardgas en van biomassa (effect) en de waardering daarvan.

COMPETES geeft niet het effect op import van brandstoffen. Het advies is derhalve niet onverkort toe te passen. COMPETES geeft wel veranderingen in de productie en brandstofmix van elektriciteit. Dit kan een (op zijn minst kwalitatieve) indicatie geven van het optreden van effecten.

Door de interconnectie blijkt de elektriciteitsproductie in Nederland af te nemen: met 0,5 TWh in 2020 (op een totaal van ongeveer 130 TWh) en, afhankelijk van het scenario, tussen de 0,9 en 1,2 TWh in 2050 (op een totaal van ongeveer 120 TWh resp. 170 TWh). De productie middels gas (gas CCS + gas) loopt in 2020 terug met 0,3 TWh en in 2050 met 0,4 (EFF) of 0,6 TWh (RES).⁹⁹

Door de afname van de productie middels gas heeft de interconnectie een niet-negatief effect op de voorzieningszekerheid. Of het effect significant positief is, hangt onder andere af van de voor de productie benodigde import van gas, een product van de voor de productie benodigde hoeveelheid gas en het importaandeel daarvan. Een

⁹⁹ De productie middels biomassa en afval blijft gelijk in 2020 en loopt in 2050 (zowel EFF als RES) terug met 0,2 TWh. We abstraheren in de case van het mogelijke effect op de import van biomassa.

vereenvoudigende veronderstelling is dat in een scenario waarin Nederland door middel van eigen gaswinning kan voldoen aan de binnenlandse vraag, er geen effect op de voorzieningszekerheid plaatsvindt; en in een scenario waarin Nederland door middel van eigen gaswinning *niet* kan voldoen aan de binnenlandse vraag, de vermindering van gas voor de productie van elektriciteit volledig tot uiting komt in een verminderde import van gas.

De binnenlandse gasvraag is momenteel kleiner dan de gaswinning. Het omslagpunt ligt na 2020 en is afhankelijk van het veronderstelde scenario.¹⁰⁰ Hier nemen we aan dat in het RES-scenario het omslagpunt ligt in 2025 en in het EFF-scenario (lagere elektriciteitsvraag) in 2030. In termen van zichtjaren is het effect op voorzieningszekerheid dan 0 in 2020. Voor 2050 geldt dat de vermindering van productie middels gas (0,4 TWh bij EFF, 0,6 TWh bij RES) zich dan volledig uit in verminderde import van gas. Hiervoor is benodigd de hoeveelheid gas in de productie van elektriciteit. In 2011 bedroeg de bruto productie van elektriciteit 67.946.072 MWh (244.606 TJ), met een verbruik van aardgas van 600.715 TJ (CBS, Elektriciteit; productie naar energiebron). We veronderstellen voor de gehele periode dat het verbruiksquotiënt hetzelfde blijft, te weten (600.715/244.606) geeft 2,5. Kortom in 2050 is de verminderde import van gas 2,5 maal 0,4 TWh is 1 TWh (EFF) en 2,5 maal 0,6 TWh (RES) is 1,5 TWh.

Om deze verminderde import van gas te waarderen gebruiken we de analyse van Leiby (2008). Die analyse gaat uit van een puntschatting van \$ 4,59 per vat olie, in \$ van het jaar 2005. In € was dat in 2005 (4,59/1,24) geeft € 3,70 (DNB, Wisselkoersen). In € van 2012 is dat 1,13 maal 3,70 is € 4,19 (CBS, Consumentenprijzen).

Om van vat olie naar TWh aardgas te komen gebruiken we de conversietabel van Energie in Nederland 2011 (de Energiezaak, 2011, blz. 77). Een vat (*barrel*) ruwe olie heeft een energie-equivalent van 1,593 MWh, wat overeenkomt met 0,000001593 TWh. Per TWh aardgas is de waardering van verminderde importafhankelijk dan (1/0,000001593) maal € 4,19 is € 2,6 miljoen. Als geen rekening wordt gehouden met BBP-groei, zou dat een baat opleveren in 2050 van € 2,6 miljoen (EFF) of € 3,9 miljoen (RES).

We houden wél rekening met 1,5%-BBP-groei in de beide scenario's (t/m 2050) en hogen de waardering daarmee op. Lineaire interpolatie tussen 2025 (RES) resp. 2030 (EFF) en 2050, en gelijkblijvende baten na 2050, geeft een contante waarde van baten van € 37,1 miljoen in scenario RES en € 21,6 miljoen in scenario EFF.¹⁰¹

¹⁰⁰ Vergelijk blz. 298 e.v. in Janssen, et al. (2006).

¹⁰¹ Indien het effect via biomassa wordt meegenomen, valt dit effect mogelijk anders uit.

Effect op stroomonderbrekingen

Advies leveringszekerheid: stroomonderbrekingen

- Er zijn verschillende methoden om de effecten van stroomstoringen monetair te waarderen. In Nederland wordt ten behoeve van de regulering via een zogenaamde conjunctanalyse de waardering van afnemers voor de leveringszekerheid berekend. Advies is de compensatiefuncties van deze analyse te gebruiken voor de waardering van leveringszekerheid.
- Benodigd is een inschatting van het effect van een nieuwe interconnectie op de gemiddelde duur en frequentie van stroomstoringen in Nederland ten opzichte van het nulalternatief.
- Vermenigvuldiging van het effect en de waarde geeft de kost of baat voor de MKBA.

De inschatting van dit effect begint met de vraag of een effect van een nieuwe interconnectie op de gemiddelde duur en frequentie van stroomstoringen in Nederland in de rede ligt. Er is evenwel geen literatuur beschikbaar die stroomstoringen relateert aan nieuwe interconnecties. Gezien de toegenomen flexibiliteit (handelsmogelijkheden) lijkt een eventueel positief effect aannemelijker dan een negatief effect. Ter illustratie volgen we hier De Nooij (2011), die uitgaat van het door een interconnectie tegengaan van een algehele stroomstoring eens per 20 jaar voor 2 uren en een *value of lost load* (voll) van €8,60 per kWh. Dat geeft bij De Nooij baten van (maximaal) € 0,6 miljoen per jaar. Hierbij passen we twee correcties toe. Allereerst gaan we uit van een kwart van het effect, omdat De Nooij duidelijk aangeeft zijn berekening als ‘upper limit’ te zien. Anderzijds corrigeren we het prijsniveau naar dat van 2012 (de €8,60 betrof 2001).¹⁰² Dit geeft een over 2015-2114 verdisconteerde baat van € 2,7 miljoen (waarbij de eerste baten in 2020 optreden, wanneer de interconnectie voor het eerst werkzaam is).

Effect op spanningskwaliteit

Advies leveringszekerheid: spanningskwaliteit

- Idealiter zijn er goede methoden om de huidige spanningskwaliteit te meten, de ontwikkeling van de spanningskwaliteit in toekomstige jaren in de MKBA in te schatten (het nulalternatief), en het effect van een interconnectie op spanningskwaliteit vast te stellen (het projectalternatief).
- Met de huidige meetmethode kan de impact van een interconnectie op de spanningskwaliteit evenwel niet goed worden ingeschat. Dit effect kan daarom op korte termijn niet bij de MKBA worden betrokken.
- Advies is om het effect op spanningskwaliteit op de langere termijn wél mee te nemen, op basis van verbeterde meetmethodes en hopelijk betrouwbaarder kostenschattingen van spanningskwaliteitproblemen.

Conform het advies wordt het effect op spanningskwaliteit niet meegenomen.

¹⁰² We abstraheren hier van de invloed op de *voll* van een veranderend stroomgebruik per afnemer, veranderingen in de energie-efficiëntie en het reële uurloon. De *voll* wordt niet gedifferentieerd naar scenario.

5.3.4 Milieueffecten

Advies milieueffecten

- Neem veranderingen in de CO₂-uitstoot alleen mee als meerkosten van of besparingen op de aankoop van emissierechten, met uitzondering van scenario's waarin na 2020 het ETS wordt verlaten.
- Neem veranderingen in de uitstoot van schadelijke stoffen mee door de veranderingen in de productie van elektriciteit, in de brandstofmix en in de locatie van productie te koppelen aan emissiefactoren en waarderingskengetallen.

Er is in deze case study geen scenario waarin het ETS wordt verlaten. Meerkosten van of besparingen op de aankoop van emissierechten zijn al onderdeel van het effect op producentensurplus in COMPETES, via de productiekosten van elektriciteit.

Blijft over de verandering in de uitstoot van schadelijke stoffen. We beperken ons tot productie van elektriciteit binnen de Nederlandse landsgrenzen. Zoals eerder gesteld gaat de totale productie in het projectalternatief licht omlaag. In 2020 gaat de productie middels kolen omlaag met 0,2 TWh en de productie middels gas met 0,3 TWh. In 2050 geldt in het RES-scenario:

- wind & zon -0,1 TWh
- biomassa & afval -0,2 TWh
- kolen CCS -0,1 TWh
- kolen -0,2 TWh
- gas CCS -0,1 TWh
- gas -0,5 TWh

In 2050 geldt in het EFF-scenario:

- wind & zon -0,1 TWh
- biomassa & afval -0,2 TWh
- kolen CCS -0,2 TWh
- gas CCS -0,2 TWh
- gas -0,2 TWh

Benodigd zijn de emissiefactoren en de waarderingen van emissies, idealiter voor 2020 en 2050. De *emissiefactoren* baseren we op een geactualiseerde tabel in het zogenaamde BOLK rapport van TNO en UU (Van Horssen et al., 2009):

- kolen, geen CCS: NO_x 0,37g/kWh, SO₂ 0,25g/kWh, PM₁₀ 0,042 g/kWh, NH₃ 0,0058 g/kWh
- kolen, CCS (minimum): NO_x 0,27g/kWh, SO₂ 0,006g/kWh, PM₁₀ 0,006 g/kWh, NH₃ 0 g/kWh
- gas (NGCC = STEG), geen CCS: NO_x 0,09g/kWh, SO₂ 0g/kWh, PM₁₀ 0 g/kWh, NH₃ 0,00037 g/kWh
- gas (NGCC = STEG), CCS (minimum): NO_x 0g/kWh, SO₂ 0g/kWh, PM₁₀ 0 g/kWh, NH₃ 0 g/kWh

Voor biomassa/afval gebruiken we Tabel 5.1 uit Boersma et al. (n.d.):

- biomassa/afval (alleen 'cofiring' 2020 als benadering): NOx 40g/GJ, SOx 11g/GJ, NH3 5 g/GJ, 'Dust' 0,9 g/GJ

Dit geeft voor vervuilende stoffen in 2020: NOx -101000000 g, SO2 -50000000 g, PM10 -8400000 g en NH3 -1271000 g.

In 2050:

- RES: NOx -148222400 g, SO2 -50600000 g, PM10 -9050004 g, NH3 -1622800 g, SOx -611160 g
- EFF: NOx -74222400 g, SO2 -1200000 g, PM10 -1250004 g, NH3 -351800 g, SOx -611160 g

Merk op dat de gehanteerde emissiefactoren niet specifiek zijn voor de betreffende jaren. Ze dienen te worden gezien als een eerste, ruwe indicatie.

De waardering van emissies baseren we op Tabel 1 van het Handboek Schaduwrijzen (De Bruyn e.a., 2010).¹⁰³ Deze zijn opgehoogd tot het prijspeil 2012 (vanuit 2008). Dit levert de volgende baten op:

- 2020: € 2,4 miljoen
- 2050 RES: € 3,0 miljoen
- 2050 EFF: € 0,9 miljoen

We veronderstellen dat het bedrag vanaf 2020 lineair stijgt dan wel daalt tot het bedrag in 2050 en daarna constant blijft. Voor de discontering passen we een discontovoet van 4% toe op PM10 en SO2, omdat we deze als extern en met een onomkeerbaar karakter beschouwen.¹⁰⁴ De overige effecten verdisconteren we met de standaard 5,5%.

Verdisconteerd geeft dit een totale baat van € 46,7 miljoen in het RES-scenario en € 26,8 miljoen in het REF-scenario.

Landschappelijke effecten

Advies effecten op landschap

- Beschrijf waar hoogspanningsleidingen komen te staan, over welke lengte en in hoeverre er sprake is van doorsnijding van natuurgebieden, recreatiegebieden, gebieden met cultuur-historische waarde en beschrijf de zichtbaarheid voor bewoners en het aantal bewoners dat hiermee wordt geconfronteerd.
- Voor zover het traject ruimtegebruik inperkt, waardeer deze inperking tegen de maatschappelijke waarde van de verloren activiteit.
- Een MER kan mogelijk als basis dienen voor de effecten op het landschap in een MKBA.

¹⁰³ Deze tabel bevat geen waardering voor (de verzamelterm) SOx. Veranderingen in SOx worden in deze case gewaardeerd tegen de waardering voor SO₂.

¹⁰⁴ Zie hoofdstuk 3. Het advies van de commissie Lange Termijn Discontovoet stelt over onomkeerbaarheid onder meer: "[O]nomkeerbaarheid kent ruwweg twee verschijningsvormen. Allereerst kunnen projecteffecten ook optreden nadat de levensduur van het project ten einde is. [A]ls de uitstoot van fijn stof wordt beperkt, kan gezondheidsschade worden beperkt die deels van een blijvende aard kan zijn. [...]"

We nemen aan dat een onderzeese kabel aankomt in de Eemshaven en dat in dit gebied geen landschappelijke effecten daarvan ontstaan. De verbinding met een transformatorstation vindt eveneens plaats binnen het terrein van de Eemshaven; ook hiervan veronderstellen we geen landschappelijke effecten.¹⁰⁵ Tot slot veronderstellen we dat een en ander niet ten koste gaat van ander ruimtegebruik. In deze case study worden derhalve geen landschappelijke effecten verwacht.

Hernieuwbare energie

Advies hernieuwbare energie

- Handelsvoordelen van een interconnectie strekken zich ook uit tot hernieuwbare energie en worden door het toegepaste model al meegenomen.
- De milieueffecten van connectie met hernieuwbare energie zijn hierboven reeds beschreven.
- Idealiter wordt de invloed van gesubsidieerde elektriciteitsproductie op prijzen en hoeveelheden in een model ingeschat. De meeste modellen nemen dit niet mee. Deze invloed is niet redelijkerwijs buiten een model om in te schatten.
- De richting, kwantificering en waardering van het effect van een interconnectie op benodigde flexibiliteit is niet met kengetallen buiten een model om in te schatten. Per geval zouden de eventuele extra kosten van TenneT op de onbalansmarkt berekend dienen te worden.

Zonder verdere specifieke informatie kan een eventueel effect op flexibiliteit (via de onbalansmarkt) niet worden berekend.

5.3.5 Effecten op concurrentie

Advies concurrentie:

- Idealiter bevatten modellen ook het effect op en via concurrentie. In de praktijk is dat vaak niet het geval.
- Als modellen geen concurrentie-effecten berekenen, kunnen mogelijke effecten op de concurrentie worden gebaseerd op de uitkomsten van het gehanteerde model.
- Als het model namelijk een prijsdaling in Nederland voorspelt, kan een efficiëntiewinst worden ingeboekt volgens een eenvoudige vuistregel. De mate van prijsdaling bepaalt de mate van efficiëntiewinst.

Het model voorspelt een (kleine) prijsdaling voor Nederland. De gemiddelde jaarlijkse gewogen groothandelsprijs van elektriciteit blijft in 2020 (afgerond op één cijfer achter de komma) gelijk, namelijk € 56,50 per MWh. In 2020 valt geen effect op de concurrentie te verwachten. In 2050 in het RES-scenario is de groothandelsprijs gestegen tot € 80,70 en leidt de interconnectie tot een prijs van € 80,10, een verschil van 0,7 procent. In het EFF-scenario stijgt de prijs tot € 103,50 en zorgt de

¹⁰⁵ De bouw van een tweede transformatorstation in de Eemshaven is al gerealiseerd en de 380kV verbindingen zijn al gepland en vinden derhalve zowel in nul- als projectalternatief plaats.

interconnectie voor een prijs van € 102,50, een daling van 1 procent. We gaan ervan uit dat deze zeer beperkte prijseffecten geen aanleiding geven voor concurrentie-effecten.

5.4 Evaluatie en samenvatting

De voorbeeldstudie illustreert niet alleen hoe bepaalde maatschappelijke effecten van een investering in interconnectie kunnen worden geanalyseerd en berekend, maar ook het belang van een breder, MKBA kader ten opzichte van het huidige, beperkte afwegingskader voor een dergelijke investering. De studie laat zien dat indien, zoals gebruikelijk in het huidige kader, alleen de twee direct betrokken landen (Denemarken en Nederland) over de investering dienen te beslissen, dan zou de afweging op basis van de netto contante waarde (NCW) van de basiseffecten van het project voor beide landen negatief uitvallen. Als echter ook andere, derde landen bij de afweging worden betrokken dan scoren sommige landen qua NCW negatief en andere positief, maar het totaal van alle betrokken landen echter positief. Dit illustreert het belang van een breder, internationaal overleg- en reguleringskader, inclusief een internationale allocatie van kosten en baten voor de beoordeling van een investering in interconnectie.

De voorbeeldstudie illustreert tevens het belang van een MKBA afwegingskader, zowel nationaal als internationaal, voor de beoordeling van een investering in interconnectie. In deze specifieke studie zijn sommige additionele effecten klein en andere groot, sommige zijn positief (baten) en andere negatief (kosten), terwijl sommige additionele effecten in het ene land klein/positief zijn en in het andere land groot/negatief. De studie laat zien dat, afhankelijk van de specifieke situatie en het betreffende land, het meenemen van deze effecten het oordeel van een investeringsbeslissing kan doen omslaan van negatief in een beperkt afwegingskader tot positief in een MKBA kader, of omgekeerd van positief naar negatief.

Referenties

- ACER (2012a): *Report to the European Commission on the implementation of the ITC mechanism in 2011, A12_ITC_01*, 10 September.
- ACER (2012b): *2013 Work Programme of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, September.
- ACER (2012c): *Review of the ITC annual cross-border infrastructure compensation sum*, Consultation Document PC_2012_E_15, 16 October.
- Adaman, F., Karalıb, N., Kumbarođlub, G., Orb, İ., Özkaynaka, B., & Zenginobuza, Ü. (2011): *What determines urban households' willingness to pay for CO₂ emission reductions in Turkey: A contingent valuation survey*, *Energy Policy*, 39(2), 689-698.
- Advies werkgroep langetermijndiscontovoet, 2 september 2009.
- Akker, I., P. Hop, R. van der Noll, M. de Nooij en B. Tieben (2009), *Waardering van stroomstoringen: Actualisering van de gegevens voor de kwaliteitsregulering*, SEO-rapport 2009-58, Amsterdam.
- Baarsma, B., en M. de Nooij (2007): *Methode voor een maatschappelijke kosten-batenanalyse voor investeringen in het (hoogspannings)net*, SEO-rapport nr. 962.
- Baarsma, B., P. Berkhout en P. Hop (2004), *Op prijs gesteld, maar ook op kwaliteit. De prijs van stroomonderbrekingen – op zoek naar φ* , SEO-rapport no. 726, Amsterdam.
- Baker, P., and M. Gottstein (2011): *Securing Grids for a Sustainable Future*, Policy Brief, RAP, Brussels.
- Baldick, R., Bushnell, J., Hobbs, B.F., Wolak, F.A. (2011): *Optimal Charging Arrangements for Energy Transmission: Final Report, Report Prepared for and Commissioned by Project TransmiT*, Great Britain Office of Gas & Electricity Markets, 1 May.

- Bijvoet, C, C. Koopmans, en M. de Nooij (2003): *Gansch het raderwerk staat stil*, SEO-rapport nr. 685.
- Blauw (2012), *Waardering Stroomonderbrekingen 2012. Onderzoek onder MKB-bedrijven en huishoudens naar de gewenste compensatie bij stroomonderbrekingen*.
- Boersma e.a. (z.d.), *Air pollutant emissions from stationary installations using bioenergy in the Netherlands, BOLK Phase 2* (ECN/TNO).
- Boucquey, P., and C. Ramsay (2011): *Developing a cap and floor regime for the GB-Belgium Interconnector NEMO*, Presentation at the 10th FUI Stakeholder Group Meeting, 11th March 2011.
- Brattle (2007): *A review of TenneT's connections policy*, July.
- California ISO (2004), *Transmission Economic Assessment Methodology (TEAM)*, California Independent System Operator, June 2004.
- Carlsson, F., Kataria, M., Krupnick, A., Lampi, E., Löfgren, Å., Qin, P., et al. (2010): *Paying for Mitigation: A Multiple Country Study*, EFD Discussion Paper 10-12.
- CE Delft (2010), *Handboek schaduw prijzen, waardering en weging van emissies en milieueffecten*, Delft.
- CEER (2010), *Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltage Disturbances*, 7 december 2010, Ref: C10-EQS-41-03.
- Consentec (2012): *Assessment of the annual cross-border infrastructure compensation sum, study commissioned by ACER*, Final Report - Draft, 9 October.
- Constantini, V., F. Gracceva, A. Markandya and G. Vicini (2007), *Security of supply: Comparing scenarios from a European perspective*, Energy Policy, vol. 35, pp. 210-226.
- Correljé, A. and C. van der Linde (2006), *Energy supply security and geopolitics: A European perspective*, Energy Policy, vol. 34, pp. 532-543.
- CPB (juni 2011): *De btw in kosten-batenanalyses*.
- Crouch, M. (2011): *Preliminary conclusions on the regulatory regime for project NEMO and future subsea electricity interconnector investment*, Ofgem, London, UK.
- Cuomo, M., and J.-M. Glachant (2012): *EU Electricity Interconnector Policy: Shedding Some Light on the European Commission's Approach to Exemptions*, Policy Brief, European University Institute, Florence, Issue 2012/06, June 2012.
- CWE (2008): *Implementation Study Addendum - Addendum to the report for the MoU signatories on the design of the market coupling solution in the Central West European (CWE) region*, released by the CWE MC Project in August 2008, November.
- Daniels, B., B. Tieben, J. Weda e.a. (2012), *Kosten en baten van CO₂-emissiereductie maatregelen*, ECN/SEO Economisch Onderzoek, Amsterdam.

- De Bruyn, S., M.H. Korteland, A.Z. Markowska, M.D. Davidson, F.L. de Jong, M. Bles, M.N. Sevenster (2010), *Handboek Schaduwprizen: Waardering en weging van emissies en milieueffecten*, CE Delft.
- De Energiezaak (2011), *Energie in Nederland 2011*.
- De Jong, H. (2009): *Towards a single European electricity market - A structured approach to regulatory mode decision-making*, proefschrift, TU Delft.
- De Nooij, Lieshout, Koopmans (2006), *Maatschappelijk optimale investeringen in netwerken*, SEO-rapport nr. 896.
- De Nooij, M. (2011), *Social cost-benefit analysis of electricity interconnector investment: A critical appraisal*, Energy Policy, 39, 3096–3105.
- De Nooij, M., J. Poort, S. Bremer, B. Baarsma (2009): *MKBA netinvesteringen netuitlopers*, SEO-rapport nr. 2009-28.
- DKM (2003), *Costs and benefits of East-West interconnection between the Republic of Ireland and UK electricity systems*. Report to the Commission for Energy Regulation.
- DTe (2004): *Besluit op de aanvraag van TenneT tot het toestaan van de financiering van de NorNed-kabel of grond van artikel 31, zesde lid van de Elektriciteitswet 1998*, Dienst uitvoering en toezicht Energie, Den Haag
- EC (2010): *Verordening (EU) nr. 838/2010 van de Commissie van 23 september 2010 betreffende de vaststelling van richtsnoeren met betrekking tot het vergoedingsmechanisme voor elektriciteitsstromen tussen transmissienetbeheerders en een gemeenschappelijke regelgevingsaanpak voor de transmissietarifiering*, OJ L250/5, 24 September.
- EC (2011a): *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing decision No 1364/2006/EC*, COM(2011)658 final. Brussels.
- EC (2011b): *Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on establishing the Connecting Europe Facility*, COM(2011)665 final, Brussel.
- EC (2011c): *Impact assessment Accompanying the document proposal for a Regulation of the European parliament and of the Council on guidelines for trans-European energy infrastructure and repealing decision No 1364/2006/EC*, Commission staff working paper, SEC(2011) 1233 finaal, Brussel, 19 October.
- EC (2011d) *Verordening betreffende de integratie en transparantie van de groothandelsmarkt voor energie*, Verordening Nr 1227/2011, Brussel.
- EC (2012): *Country report energy market NL 2011*, Brussel.
- ECF (2010), *Roadmap 2050*, European Climate Foundation, Brussel.
- Elhorst, Heyma, Koopmans en Oosterhaven (2004), *Indirecte Effecten Infrastructuurprojecten*. Aanvulling op de leidraad OEI, december 2004.

- ENTSO-E (2009): *Operational Handbook*, Brussel.
- ENTSO-E (2011): *Offshore Transmission Technology, prepared by the Regional Group North Sea for the NSCOGI (North Seas Countries Offshore Grid Initiative)*, 24 November.
- ENTSO-E (2012a): *Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects: Key Issues and Questions*, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- ENTSO-E (2012b): *Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, Draft Report (September 2012)*, European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- ERGEG (2009): *Incentive schemes to promote cross-border trade in electricity, E08-ENM-07-04*, 10 December.
- ERGEG (2010): *Electricity Regulation (EC) 1228/2003, Compliance Monitoring Third Report, E10-ENM-04-15*, 7 December.
- EU (2009a): *Richtlijn 2009/28/EG van het Europees Parlement en de Raad van 23 april 2009 ter bevordering van het gebruik van energie uit hernieuwbare bronnen en houdende wijziging en intrekking van Richtlijn 2001/77/EG en Richtlijn 2003/30/EG, OJ L 140/16*. Brussel, 5 juni.
- EU (2009b): *Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en tot intrekking van Richtlijn 2003/54/EG, OJ L 211/55*, 14 augustus.
- EU (2009c): *Verordening (EG) nr. 713/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 tot oprichting van een Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators, OJ L 211/1*, 14 augustus.
- EU (2009d): *Verordening (EG) nr. 714/2009 van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende de voorwaarden voor toegang tot het net voor grensoverschrijdende handel in elektriciteit en tot intrekking van Verordening (EG) nr. 1228/2003, OJ L 211/15*, 14 augustus.
- EZ (1998): *Wet van 2 juli 1998, houdende regels met betrekking tot de productie, het transport en de levering van elektriciteit (Elektriciteitswet 1998)*, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag.
- EZ (2009): *Wijziging van de Gaswet en de Elektriciteitswet 1998, tot versterking van de werking van de gasmarkt, verbetering van de voorzieningszekerheid en houdende regels met betrekking tot de voorrang voor duurzame elektriciteit, alsmede enkele andere wijzigingen van deze wetten*, Memorie van Toelichting, Tweede Kamer der Staten Generaal, Vergaderjaar 2008-2009, No. 31904, Den Haag.
- Factsheet cultuurhistorie in MER, januari 2012.

- FERC (2011): *Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities*, Docket No. RM10-23-000; Order No. 1000, 21 July.
- GEA (2012): *Global Energy Assessment - Toward a Sustainable Future*, Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria. Jacobs, P.G.H., C.P.J. Jansen, R.Y.J.J. van Houtert, E. Pelgrum, A.R. Ciupuliga, M. Gibescu, W.L. Kling (2012): *Combining market simulations and load-flow calculations for planning of interconnected systems with high RES penetration – Practical experience*, CIGRE C1-109, Paris.
- Glachant, J.-M., and H. Kalfallah (2011): *Conclusions of Workshop “Identifying benefits and allocating costs for cross-border electricity & gas infrastructure projects*, 4 May 2011, European Commission DG Energy & Florence School of Regulation, European University Institute, Florence.
- Hamilton, J. (2009): *Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007-2008*, Brookings Papers on Economic Activity, Washington.
- Hof, B., Heyma, A., Van der Hoorn, T. (2012), Comparing the performance of models for wider economic benefits of transport infrastructure: results of a Dutch case study, *Transportation*, November 2012, Volume 39, Issue 6, pp 1241-1258.
- Hogan, W. (2011): *Transmission benefits and cost allocation*, May 31.
- Jacobs, P.G.H., C.P.J. Jansen, R.Y.J.J. van Houtert, E. Pelgrum, A.R. Ciupuliga, M. Gibescu, W.L. Kling (2012): *Combining market simulations and load-flow calculations for planning of interconnected systems with high RES penetration – Practical experience*, CIGRE C1-109, Paris.
- Jansen, J.C. en Seebregts, A.J. (2010): *Long-term energy services security: What is it and how can it be measured and valued?*, *Energy Policy*, 38, 1654-1664.
- Janssen, Okker en Schuur (red.) (2006), *Welvaart en Leefomgeving. Een scenariostudie voor Nederland in 2040*. Achtergronddocument.
- Kernteam OEI (juni 2011): praktische werkinstructie t.b.v. het werken met consistente prijzen bij MKBA's.
- Kocsis, V. e.a., *Energy policy after 2020*, te verschijnen.
- Koopmans (2004), *Heldere Presentatie OEI*. Aanvulling op de Leidraad OEI.
- Koutstaal, P.R., J. Gerdes, C.H. Volkers, W. Wetzels (2012): *Effecten invoering producententarief*, ECN-E--12-032.
- L'Abbate, A. en G. Migliavacca (2011): *Review of costs of transmission infrastructures including cross border connections*, Deliverable 3.3.2 of FP7 Realisegrid project.
- Laborelec en KEMA (2006). *PQ@PCC*, Rapport nr. 40530061-TDC 05-54719A in opdracht van EnergieNed.

- Leiby, P. (Revised March 14, 2008), *Estimating the Energy Security Benefits of Reduced U.S. Oil Imports*. Final Report, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee.
- Leiby, P.N. (2007): *Estimating the Energy Security Benefits of Reduced U.S. Oil imports*, Oak Ridge National Laboratory TM-2007/0238, Tennessee.
- Lensink, S. (2012): *Doelstelling van 16% duurzame energie vraagt om extra windparken op zee en inzetten extra biomassa in kolencentrales*, persbericht 1 september, ECN website.
- Littlechild, S., and N. Cornwall (2009): *Potential scope for user participation in the GB energy regulatory framework with particular reference to the next Transmission Price Control Review*, Report to Ofgem, London.
- London Economics (2007), *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, Part III, Results for the Netherlands and Great Britain*.
- Lyncha, e.a. (2011), *Optimal interconnection and renewable targets in North-West Europe*, Working Paper No. 416.
- McKinnon Brander, L. (2011), *Economic Valuation of Landscape Fragmentation*, 2011.
- Ministerie van Financiën (2009) *Waardering van risico's bij publieke investeringsprojecten*, Brief van de minister van Financiën aan de Tweede Kamer, 11 september 2009, kamerstuk 29352 nr. 4.
- Ministerie van Financiën (2011) *Reële risicovrije discontovoet en risico-opslag in maatschappelijke kostenbatenanalyses*, Brief van de minister van Financiën aan de Tweede Kamer, 24 augustus 2011, IRF/2011/605 U.
- Ministerie van Verkeer en Waterstaat, Ministerie van Financiën, Centraal Planbureau, RebelGroup (2004), *Risicowaardering: Aanvulling op de Leidraad OEI*, december 2004.
- NewExt (2004): *New Elements for the Assessment of External Costs from Energy Technologies* (Final Report), IER, Stuttgart.
- NMa (2011): *Beleidsmaatregel NMa beoordeling doelmatige kosten van bijzondere investeringen*, Nederlandse Mededingingsautoriteit, Den Haag.
- NMa (2012), *Factsheet kwaliteit 2011*, Den Haag.
- Ofgem (2012): *Interconnection Investment Workshop*, Presentation, London,
- Ofgem and CREG (2011a): *Cap and floor regime for regulation of project NEMO and future subsea interconnectors*, London, UK, and Brussels, Belgium.
- Ofgem and CREG (2011b): *Summary of responses to Ofgem and CREG's joint consultation on a cap and floor regime for regulation of project NEMO and future subsea interconnectors*, London, UK, and Brussels, Belgium.

- Ofgem and CREG (2012): *Emerging thinking on the cap and floor regime design, Presentation at the Electricity Interconnector Investment Workshop, London, 15 June 2012.*
- Ozdemir, O., J. de Jeroen, P.R. Koutstaal and H. van Hout. Forthcoming 2013, *Financing generation capacity investment in Electricity Markets with High Share of Intermittent Renewables: The impact of A German Capacity Market on the North-West European electricity market*, ECN Policy Studies Discussion paper.
- Peréz-Arriaga, I.J., J. Rubio, J.F. Puerta, J. Arceluz, and J. Marin (1995): *Marginal pricing of transmission services: An analysis of cost recovery*, IEEE Transactions on Power Systems 10 (1): 2-9.
- Sauma, Enzo E. en Shmuel S. Oren (2006), Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets, J Regul Econ (2006) 30:261–290.
- SKM (2003), Dutch-Norwegian Interconnector. Feasibility study on the socioeconomic benefits of a cable between Norway and the Netherlands.
- Stoilov, D., Y. Dimitrov, B. Francois (2011): *Challenges facing the European power transmission tariffs: The case of inter-TSO compensation*, Energy Policy 29: 5203-5210.
- Strbac, G. (2009): *The impact of intermittent generation on transmission network investment*, study commissioned by DECC, Imperial College, URN 09D/618, London.
- Supponen, M. (2011): *Influence of National and Company Interests on European Electricity Transmission Investments*, Doctoral Dissertations 77/2011, School of Electrical Engineering, Aalto University.
- Supponen, M. (2012): *Cross-Border Electricity Transmission Investments*, EUI Working Papers RSCAS 2012/02, Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, European University Institute, Florence.
- TenneT (2004), *Loadflow consequenties NorNed kabel*, bijlage B9 bij Rapport waardering NorNed.
- TenneT (2010): *Visie2030 landelijk elektriciteitstransportnet*, Arnhem.
- TenneT (2011): *Toelichting bij Tarievenvoorstel 2012*, RGE 11-206.
- TenneT (2012): *Kwaliteits- en Capaciteitsdocument 2011*, Arnhem.
- Tieben, B., J. Poort, en G. Brunekreeft (2010): *Optimale vorm en grootte van energienetwerken – De brug tussen theorie en praktijk*, SEO Economisch Onderzoek, Amsterdam.
- Tieben, B., R. van der Noll, N. Rosenboom, en V. Kocsis (2012): *Efficiënt en effectief reguleren – Advies over de efficiëntie en effectiviteit van het tariefreguleringsproces van het netbeheer in de energiemarkt*, SEO Economisch Onderzoek, Amsterdam.

- TK (2008): *Derde Structuurschema Elektriciteitsvoorziening (SEV III), Planologische kernbeslissing deel 3A: Kabinetstandpunt na behandeling door de Tweede Kamer*, Kamerstukken 31410 nr. 15, vergaderjaar 2008-2009.
- Tol, R.S.J. (2009), The economic effects of climate change, *Journal of Economic Perspectives*, vol. 23(2), pp. 29-51.
- Tsang, F. en Burge, P. (2011): *Paying for carbon emissions reduction*, RAND Corporation, Santa Monica, CA.
- UN DESA (2006), *Multi Dimensional Issues in International Electric Power Grid Interconnections*.
- Van der Noll, R., M. de Nooij en B. Tieben (2010), *Kwaliteitsregulering levering elektriciteit en de grootverbruiker*, SEO-rapport 2010-09, Amsterdam.
- Van der Weijde, A.H. and B.F. Hobbs (2012): *The economics of planning electricity transmission to accommodate renewables: Using two-stage optimisation to evaluate flexibility and the cost of disregarding uncertainty*, *Energy Economics* 34: 2089-2101.
- Van der Welle, A.J., J. de Joode en F. Nieuwenhout (2013): *Infrastructure roadmap for stakeholders*, WP4 report of the FP7 IRENE-40 project, ECN E—13-011, te verschijnen.
- Van der Welle, A.J., J. de Joode, K. Veum, Y. Feenstra, J.C. Jansen, F. Nieuwenhout (2011b): *Socio-economic approaches for integration of renewable energy sources into grid infrastructures*, Deliverable 5.1 van het FP7 Susplan project, October.
- Van der Welle, A.J., S. Dijkstra en P. Koutstaal (2011a): *Achtergrondnotitie Noordwest Europese elektriciteitsmarkt voor EL&I-ECN meeting*, ECN.
- Van Horssen, e.a. (2009), *The impacts of CO2 capture technologie in power generation and industry on greenhouse gases emissions and air pollutants in the Netherlands*.
- Van Lumig, M., et al. (2012): *Advies over spanningskwaliteit in elektriciteitsnetten*, Laborelec/SEO Economisch Onderzoek.
- Verdonk, M. en W. Wetzels (2012): *Referentieraming energie en emissies: actualisatie 2012 Energie en emissies in de jaren 2012, 2020 en 2030*, Den Haag/Petten: PBL & ECN, ECN 12-039.
- Von Hirschhausen, C., S. Rueter, C. Marcantonini, X. He, J. Egerer, J.M. Glachant (2012): *EU involvement in electricity and natural gas transmission grid tariffication, Final report, Topic 6 of the FP7 THINK project*, January.
- W+B (2008), *Handreiking Cultuurhistorie in MER en MKBA*.

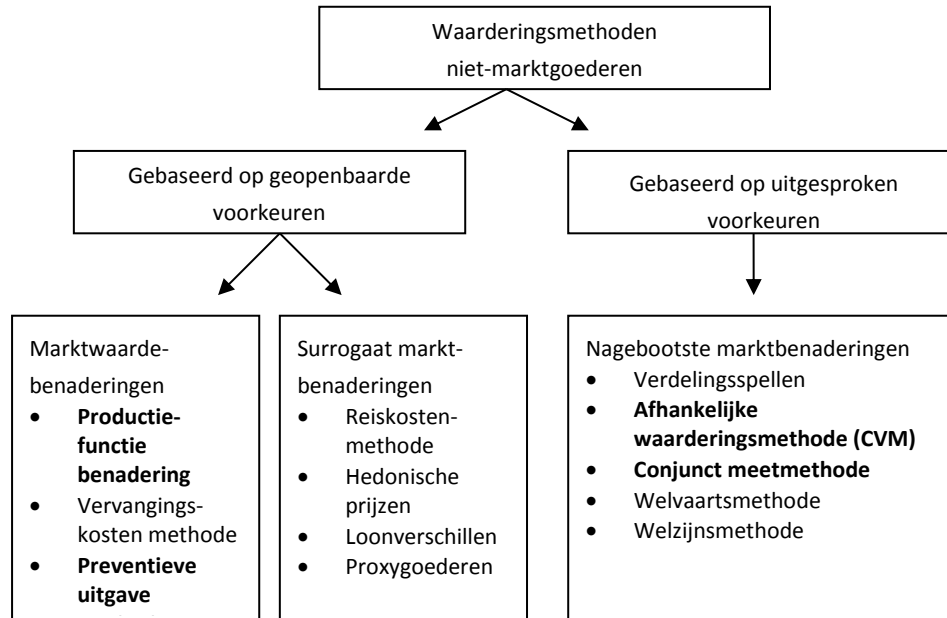
Watkiss, P. Anthoff, D., Downing, T., Hepburn, C, Hope, C.W., Hunt, A. en Tol, R.S.J.
(2006), The Social Cost of Carbon (SSC) Review: Methodological approaches for
using SSC estimates in policy assessment, Department for Environment, Food
and Rural Affairs, London.

Wolse e.a. (2012), *Spanningskwaliteit in Nederland, resultaten 2011*.

Bijlage A. Waardering van stroomonderbrekingen

Bij het waarderen van goederen en diensten is de standaardaanpak van economen om te kijken naar de prijs, of preciezer naar de vraagcurve. Bij stroomonderbrekingen is dit niet mogelijk omdat er geen markt is voor stroomonderbrekingen. Er bestaan diverse waarderingmethoden die op een alternatieve manier de waarde van leveringszekerheid schatten. De verschillende methoden zijn uiteindelijk variaties van twee wezenlijk verschillende aanpakken. Enerzijds kan de waardering worden berekend door de effecten van stroomonderbrekingen te schatten op basis van marktgegevens. Anderzijds kan de waardering worden geschat door de afnemer direct of indirect naar zijn waardering te vragen. Economen spreken respectievelijk van geopenbaarde voorkeuren (*revealed preferences*) en uitgesproken voorkeuren (*stated preferences*). De methoden gebaseerd op geopenbaarde voorkeuren zijn gebaseerd op marktgegevens voor kosten en prijzen. De methoden gebaseerd op uitgesproken voorkeuren daarentegen leiden de waarde van het goed af uit uitspraken van geïnterviewde of geëquipteerde respondenten. Deze indeling staat in **Figuur 7** weergegeven.

Figuur 7: Waarderingmethoden voor niet-marktgoederen



Bron: SEO Economisch Onderzoek

De volgende twee subcategorieën uit de tabel zijn het meest geschikt voor stroomonderbrekingen:

- Marktwaaardebenaderingen (*market value approach*). Deze methoden leiden de waarde af uit de prijs of kosten van een goed;
- Nagebootste marktbenaderingen (*simulated market approach*): een enquête waarmee een markt wordt nagebootst wordt aan respondenten voorgelegd. De waarde van het goed wordt afgeleid uit de gegeven antwoorden.

Surrogaat marktbenaderingen zijn minder geschikt en bespreken we niet verder.

Binnen de genoemde subcategorieën verdienen de in vet gemarkeerde methoden de voorkeur om stroomonderbrekingen te waarderen. Sommige andere methoden zijn niet bruikbaar om stroomonderbrekingen te waarderen, andere methoden lijken wel bruikbaar te zijn, maar zijn minder goed uitvoerbaar. In de praktijk zijn alle bekende waarderingsstudies gebaseerd op een van de vier vetgedrukte methoden. Daarom bespreken we hieronder alleen deze vier methoden.

- Marktwaaardebenaderingen.
 - o Productiefunctiebenadering (*change in productivity*). Hierin wordt de waarde van het goed afgeleid uit de verandering van productie als de waarde van dit goed verandert. Zo kan de gemiste productie worden gebruikt als maat voor de schade van een stroomonderbreking.
 - o Preventieve uitgavenmethode (*preventive expenditures*). Hierin wordt de waarde van het goed afgeleid uit de kosten om te voorkomen dat er schade ontstaat of dat het verloren gaat. Zo geven de kosten van noodaggregaten om een stroomonderbreking te voorkomen een (ondergrens) voor de waarde van leveringszekerheid.
- Nagebootste marktbenaderingen (*simulated market approach*).
 - o Afhankelijke waarderingsmethode (*contingent valuation*). Hierin wordt de waarde van een goed afgeleid uit antwoorden op vragen naar de betalingsbereidheid door respondenten om van een bepaald goed het aanbod te vergroten. Een andere vraagstelling is dat gevraagd wordt naar de acceptatiebereidheid om een bepaalde schade te lijden. Een voorbeeld is de waardering van leveringszekerheid. Hierbij kan respondenten gevraagd worden hoeveel ze bereid zijn om te betalen om het aantal stroomonderbreking terug te brengen (met bijvoorbeeld een kwartier).
 - o Conjoint meetmethode (*conjoint measurement*).¹⁰⁶ Hierin wordt de waarde van een goed afgeleid door respondenten te vragen om verschillende situatiebeschrijvingen te rangschikken en/of van een rapportcijfer te voorzien. Deze situatiebeschrijvingen omvatten meerdere kenmerken. Als een van deze kenmerken een waarde of prijs is, dan kunnen de andere kenmerken gewaardeerd worden. Deze methode kan gebruikt worden om de kosten van stroomonderbrekingen te waarderen.

Tabel 7 geeft een overzicht van de belangrijkste voor- en nadelen per methode.

¹⁰⁶ Een eenvoudigere en tevens iets beperktere variant hiervan staat in de literatuur bekend onder de naam *contingent ranking*.

Tabel 7: Samenvatting van de belangrijkste voor- en nadelen van waarderingsmethoden voor stroomonderbrekingen

| Methode | Voordeel | Nadeel |
|---------------------------------|--|---|
| Productie-functie-benadering | <p>Relatief eenvoudige methode.</p> <p>Maatschappijbrede storingswaarderingen kunnen worden uitgerekend.</p> <p>Eenvoudig om onderscheid naar sectoren te maken.</p> <p>Differentiatie van de waarderings naar regio's is mogelijk.</p> | <p>De methode is sterk gebaseerd op aannames. Aannames over de relatie tussen de hoogte van de schade en de duur van een stroomonderbreking zijn noodzakelijk.</p> <p>Niet alle effecten (bijv. stress, <i>discomfort</i> en ergernis) kunnen worden gewaardeerd. Ook <i>loss aversion</i> wordt in beginsel niet meegenomen.</p> |
| Preventieve uitgaven methode | <p>Elegante methode die uitgaat van geopenbaard keuzegedrag (en dus hardere data geeft dan stated preference methoden). In principe houdt dit gedrag automatisch rekening met <i>loss aversion</i> (maar mogelijk ook met de overschatting van kleine kansen).</p> <p>Merk verder op dat deze methode ook gedragseffecten van subjectieve kansinschatting meeneemt, de meeste afnemers zullen echter geen gedragseffecten vertonen (referentie).</p> | <p>Het aantal stroomonderbrekingen is zo laag dat het voor veel mensen niet loont om noodstroomvoorziening te kopen. Omdat alleen enkele afnemers voor wie een ononderbroken elektriciteitsvoorziening van 'levensbelang' is (denk aan ziekenhuizen of chipfabrikanten) noodstroomvoorzieningen hebben getroffen is de methode niet goed toepasbaar: de steekproef is simpelweg te klein en niet representatief voor de gehele populatie.</p> |
| Afhankelijke waarderingsmethode | <p>De methode geeft een waardering voor de gehele geleden schade als gevolg van een onderbreking (dus incl. stress, <i>discomfort</i> en ergernis). Ook <i>loss aversion</i> wordt meegewogen.</p> | <p>De kwaliteit van de antwoorden lijdt onder een aantal onzuiverheden (<i>biases</i>), waarvan strategische <i>bias</i> en <i>hypothetical bias</i> de belangrijkste zijn. De betrouwbaarheid van de antwoorden wordt verder aangetast doordat de meeste respondenten de waarderingsvragen maar heel moeilijk kunnen beantwoorden en het erg veel moeite en ook stress kan opleveren.</p> |
| Conjunct meetmethode | <p>De methode geeft een waardering voor de gehele geleden schade als gevolg van een onderbreking (dus incl. stress, <i>discomfort</i> en ergernis), en met inbegrip van <i>loss aversion</i>.</p> <p>Betrouwbaarder resultaten dan met de afhankelijke waarderingsmethode.</p> | <p>De opzet van de waarderings situaties (de vignetten) kost relatief veel tijd en vereist specifieke expertise. Hetzelfde geldt voor de (econometrische) analyse. Ondanks het feit dat strategisch antwoordgedrag zoveel mogelijk is uitgebannen door de indirecte vraagwijze, lijdt de methode net als elke op enquêtes gebaseerde methoden onder hypothetische bias.</p> |

Bron: SEO Economisch Onderzoek

Bijlage B. Waardering van vermeden CO₂-emissies

Indien CO₂-emissiereductie in een scenario zonder ETS na 2020 wordt gewaardeerd, kan dat op verschillende grondslagen gebeuren: de preventiekostenmethode, de schadekostenmethode en via de betalingsbereidheid.¹⁰⁷

De preventiekosten weerspiegelen een zo effectief mogelijk beleid en waarden vermeden CO₂-emissies daarmee te laag: het feitelijk beleid is doorgaans veel duurder. Het is daarom beter de schadekostenmethodiek te hanteren. Een alternatief zou zijn om de betalingsbereidheid van Nederlandse burgers te meten voor de nationale bijdrage aan het klimaatvraagstuk. Hiervan bestaan evenwel geen betrouwbare schattingen.¹⁰⁸

Voor de toe te passen waarde bestaan verschillende bronnen, die ook zicht geven op de *toekomstige* waardering van vermeden CO₂-emissie. Zie **Tabel 8**. Deze bronnen zijn metastudies: ze combineren de schattingen uit andere studies.

Tabel 8: Schadekostenmethodiek CO₂-emissie¹⁰⁹

| | 2010 | | | 2020 | | | 2030 | | | 2040 | | | 2050 e.v. | | |
|-----------------|------|----|-----|------|----|-----|------|----|-----|------|----|-----|-----------|----|-----|
| | L | M | H | L | M | H | L | M | H | L | M | H | L | M | H |
| CE Delft (2010) | 7 | 25 | 45 | 17 | 40 | 70 | 22 | 55 | 100 | 22 | 70 | 135 | 20 | 85 | 180 |
| Watkiss (2006) | 19 | 30 | 121 | 23 | 36 | 157 | 28 | 44 | 163 | 32 | 50 | 184 | 40 | 64 | 224 |
| Tol (2009) | 12 | 44 | 158 | | | | | | | | | | | | |

Tol (2009) gebruikt een groot aantal gegevens. Nadeel is dat de waarde van CO₂-emissies niet is bepaald voor toekomstige jaren. In de andere in **Tabel 8** genoemde studies is dit wel gebeurd. CE Delft (2010) biedt een voldoende grondslag voor de waardering van CO₂-emissies in MKBA's. Daniels et al. (2012) passen deze waardering bijvoorbeeld toe. Het resultaat laat bij voorkeur de bandbreedte van de waardering laten zien, zoals getoond in de tabel met een lage en een hoge waardering. De reden voor het laten zien van de bandbreedte is de grote onzekerheid in de toekomstige schadekosten, die mede afhankelijk zijn van erg kleine kansen op grote klimaatschades. Dit is inherent aan de waarde van vermeden CO₂-emissies en kan alleen tot uitdrukking

¹⁰⁷ De huidige ETS-prijs is geen goede grondslag, omdat de ETS-markt belangrijke imperfecties kent.

¹⁰⁸ Er bestaan wel buitenlandse studies waarin burgers wordt gevraagd wat zij bereid zijn te betalen voor vermindering van CO₂-uitstoot (zogenoemd *stated preference* onderzoek), zie onder meer Tsang & Burge (2011), NewExt (2004), Carlsson e.a. (2010) en Adaman e.a. (2011). Deze studies wijken qua uitgangspunten (een 80 %-emissiereductie gegeven dat landen buiten Europa niet deelnemen) en demografische kenmerken van de steekproef (in het bijzonder het inkomensniveau) echter te sterk af om dienst te kunnen doen als indicatie voor de betalingsbereidheid van Nederlanders.

¹⁰⁹ Voor de berekening, zie de methodologische verantwoording in Daniels, et al.. (2012), p. 64.

worden gebracht via een bandbreedte, conform de aanpak van Daniels et al. (2012). De gevoeligheidsanalyse kan worden gebruikt voor het laten zien van de invloed van het kiezen van een andere bron voor de bepaling van de CO₂-waarde.

Bijlage C. Onderhandelingsmodellen

Het reguleringsproces kan worden gezien als een pseudo-marktplaats of onderhandelingsmodel. Afnemersorganisaties en beheerders van netwerken/interconnectoren onderhandelen met de toezichthouder (NMa) ter waarborging van hun belangen. In het huidige reguleringsproces stelt de NMa officieel de tarieven vast en is daarmee het centrale punt in dit proces. In alternatieve onderhandelingsmodellen wordt de betrokkenheid van beheerders en afnemersorganisaties vergroot en zouden zij zelf de tarieven kunnen vaststellen. De NMa krijgt hiermee een positie meer op afstand en zal vooral de spelregels van het onderhandelingsmodel moeten borgen.

Een onderhandelingsmodel kan op verschillende manieren worden vormgegeven. De kern van de aanpak is de grotere betrokkenheid van afnemers en hun representatieve organisaties bij de vaststelling van tarieven. In een advies aan Ofgem (Littlechild and Cornwall, 2009) worden een aantal opties besproken voor een grotere ‘user participation’ via een onderhandelingsmodel waarbij tariefregulering (voor een deel) wordt losgelaten. Deze opties betreffen vooral onderhandelingen over tarieven voor het (binnenlands) netbeheer maar zouden tevens betrekking kunnen hebben op onderhandelingen over tarieven ter dekking van de kosten van interconnecties tussen landen. De opties zijn in grote lijnen (Idem; Tieben et al., 2012):

1. Toepassing concurrentiemechanismen zoals veilingen en openbare aanbesteding voor de allocatie van exploitatie- en bouwvergunningen voor nieuwe verbindingen in het net;
2. Gereguleerde onderhandeling tussen afnemers en hun organisaties en netbeheerders over de kosten van nieuwe verbindingen en de tarieven van het netbeheer;
3. Vrije onderhandeling tussen afnemers en hun organisaties en netbeheerders over de kosten van nieuwe verbindingen en de tarieven van het netbeheer.

Veilen of aanbesteden

Een voorbeeld van de eerste variant betreft de aanleg en exploitatie door ‘derde partijen’ (*merchant investors*) van onderdelen van het net, inclusief een interconnector. Dit is een vrij nieuwe ontwikkeling in het netbeheer die decentraal of centraal wordt uitgevoerd. Echt decentraal wil zeggen dat de investeringsbeslissing door derden wordt gedaan. Vaak is dit in wisselstroomnetwerken heel lastig vanwege technische netwerkeffecten (parallel of loop flows) en waarschijnlijk inefficiënt. In veel landen is het zelfs per wet verboden en zijn de investeringsbeslissingen aan hiervoor aangewezen instanties (TSO) voorbehouden. Er zijn echter voorbeelden van hoe het anders kan. In Argentinië maar ook in Canada kunnen (potentiële) netgebruikers coalities vormen en een investeringsbeslissing forceren.

Bij quasi-decentrale methodes ligt de initiële investeringsbeslissing bij een centrale instantie, die via een aanbesteding *merchant investors* de mogelijkheid biedt in netten

en/of interconnectoren te investeren en commercieel te exploiteren. De aanleiding voor de huidige discussie hierover is het overdragen van de investeringsbeslissing aan andere partijen dan de netwerkeigenaar zoals voorzien in de derde Europese Energierichtlijn. Vervolgens kan de investering worden aanbesteed. Het kan dus zijn dat de traditionele eigenaar van de netten noch de investeringsbeslissing neemt, noch de investering uitvoert. Een andere ontwikkeling is de aanbesteding van offshore verbindingenkabels tussen de offshore windparken en het centrale on-shore netwerk in het VK. De aanbesteding wordt automatisch geïnitieerd op het moment dat een offshore windparkproject toestemming krijgt voor aansluiting aan het centrale on-shore net. De winnaar van de aanbieder is de investeerder met het beste bod voor het bouwen en beheren van de verbinding tegen de laagste gereguleerde omzet. Het wordt ook wel een 'reverse tender' genoemd; een bieding op een stroom gereguleerde inkomsten. Ook hier zien we dat derden in transmissieverbindingen investeren (Tieben et al, 2012; zie tevens Baker and Gottstein, 2011 en von Hirschhausen, et al., 2012).

Gereguleerd onderhandelingsmodel

Naast het veilen of aanbesteden van een nieuwe verbinding is een variant mogelijk met een *gereguleerd onderhandelingsmodel*. Littlechild and Cornwall (2009) wijst in dit verband op ervaringen in Australië. Hier wordt een onderhandelingsmodel toegepast op verschillende nutsbedrijven, energiebedrijven maar ook luchthavens. De luchthavensector vormt een interessante case study. Het is duidelijk dat luchthavens net als netbeheerders een dominante marktpositie innemen. Toch werkt een onderhandelingsmodel in deze situatie met goede resultaten voor zowel de kostenefficiëntie van het luchthavenbeheer als de investeringsbereidheid. Bij deze aanpak schrijft de regelgeving gedetailleerd voor over welke onderwerpen door de partijen onderhandelingen gevoerd moeten worden. Dit zijn zowel de tarieven, de investeringen als de onderdelen van de kwaliteit van dienstverlening. De toezichthouder treedt op als mediator en scheidsrechter bij disputen en heeft bovendien een stok achter de deur: het dreigement dat bij mislukking van de onderhandelingen tariefregulering wordt heringevoerd. Dit dreigement disciplinerend op partijen: alle partijen zijn zich bewust van de tijd, kosten en de 'stressful confrontational relation' onder het gereguleerde tariefregime en willen terugkeer naar die aanpak voorkomen (Tieben et al., 2012).

Vrije onderhandelingsmodel

De 'public contest' methode is een voorbeeld van de derde variant. Kern van de methode is dat afnemers voorstellen kunnen indienen voor aanleg van nieuwe netwerkinfrastructuur en kunnen stemmen over de wenselijkheid van de investering. Afnemers verkrijgen hiermee een directe stem in de investeringsbeslissing. Kenmerken van het model zoals toegepast in Argentinië zijn (Littlechild and Cornwall, 2009; Tieben et al., 2012):

- Geldt alleen voor nieuwe transmissie-investeringen;
- Een gebruiker is een netbedrijf of afnemer die een verbinding heeft met de nieuwe lijn. Het aantal stemmen wordt bepaald op basis van een simulatie van het potentiële gebruik dat men van de nieuwe verbinding zal maken in de eerste 2 jaar na ingebruikname;
- Een project wordt pas in overweging genomen als minimaal 30% van de stemmen voor is;
- Een project wordt uitgevoerd bij steun van 70% van de stemmen;

- Vervolgens wordt een aanbesteding uitgeschreven voor aanleg, exploitatie en onderhoud van de nieuwe verbinding;
- De prijs van het winnende bod bepaalt het tarief dat gebruikers betalen voor de verbinding gedurende de levensduur van de activa.
- Het netbedrijf mag zelf meebieden, maar aanleg en exploitatie kan dus naar een derde partij gaan;
- Wordt toegepast op projectbasis en valt dus buiten de reguliere reguleringsperiodes;
- Er geldt een drempelwaarde voor toepassing;
- Het netbedrijf is verplicht relevante technische informatie openbaar te maken.

Evaluatie

Bovenstaande onderhandelingsmodellen worden toegepast in verschillende landen zoals Canada, Engeland en Australië – veelal met positieve ervaringen – en tonen hiermee aan dat deze modellen in de praktijk uitvoerbaar zijn. Een mogelijk voordeel van dit soort onderhandelingsmodellen is dat ze de transparantie van de markt zouden kunnen vergroten en daarmee het identificeren van maatschappelijke noodzakelijke of wenselijke investeringen in interconnectoren, waardoor de maatschappelijke druk op het daadwerkelijk aanvragen en uitvoeren van dit soort investeringen wordt verhoogt. Voor wat de elektriciteitssector betreft hebben deze toepassingen en ervaringen louter betrekking op het netbeheer binnen landen maar, voor zover bekend, (nog) niet op het beheer van interconnectoren. Een complicerende factor bij interconnecties is dat het een investering betreft tussen twee landen en dat er derhalve – naast de uitvoerder(s) en/of beheerder(s) van de interconnector – afnemers en toezichthouders uit twee landen bij het onderhandelingsproces en het vaststellen van de tarieven zijn betrokken. Dit kan het besluitvormingsproces extra compliceren en vertragen. Vooral nog lijken dit soort onderhandelingsmodellen weinig realistisch en praktisch uitvoerbaar voor investeringen in interconnectoren.

Bijlage D. Investeringskosten NorNed kabel

Op basis van de gebruikte spanning (350 kV) suggereert ENTSO-E dat de mass impregnated insulated kabeltechnologie is gebruikt.

Kabel- en converterkosten

De minimale cross-sectional area in ENTSO-E (2011) bedraagt 1500 mm^2 , dit komt overeen met zo'n 1200 MVA = MW (Alstom kabel). Kosten per meter bedragen 403-660 euro. Voor 580 km betekent dit een kostenbandbreedte van 234-383 miljoen euro.

Daarnaast zijn twee converters nodig, één aan elke kant van de interconnector. Een CSC converter heeft in ENTSO-E rapport een minimale capaciteit van 1000 MW. Kosten bedragen 81-104 miljoen euro per converter, dus 162-208 miljoen per twee.

Dit betekent dat de kosten van kabel en converters volgens ENTSO-E ca. 400-600 miljoen euro bedragen.

Gebruikmakend van het FP7 D3.2.2 Realisegrid rapport komen berekeningen op een veel hoger kostenniveau uit. Waarschijnlijk komt dit doordat Realisegrid alleen cijfers voor de XLPE technologie geeft en dus niet voor mass impregnated insulated kabeltechnologie die is gebruikt. Voor een XLPE (submarine) cable, 700 MW, $\pm 300 \text{ kV}$ bedragen de kosten 1900 k€/km. Dit betekent dat alleen de kabelkosten al 1,1 miljard euro bedragen. Dat is niet realistisch, gegeven dat de totale investering in NorNed ruim 600 miljoen euro bedroeg. Daarom is ervoor gekozen om ENTSO-E cijfers te gebruiken.

Aangezien voor NorNed zowel kabel als converters met lagere capaciteit nodig waren dan in bovenstaande berekeningen, is verondersteld dat voor deze kostenposten kan worden uitgegaan van de onderkant van de bandbreedte, dus in totaal 400 miljoen euro.

Kosten van aansluiting kabel op nationale wisselstroomnetwerken

Verder zijn er kosten voor de aansluiting van de kabel op het landelijke netwerk. Dit betreft kosten voor additionele vereiste techniek zoals AC filters en blindvermogen compensatie, DC smoothing reactors, DC filters en Control en Telecommunications. In het geval van NorNed bedroegen de kosten aan Nederlandse zijde ca. 40 miljoen euro (TenneT, 2004). Onbekend is wat de kosten aan Noorse zijde waren, we veronderstellen 40 miljoen euro. Dus totale kosten van aansluiting op nationale netwerken bedragen 80 miljoen euro.

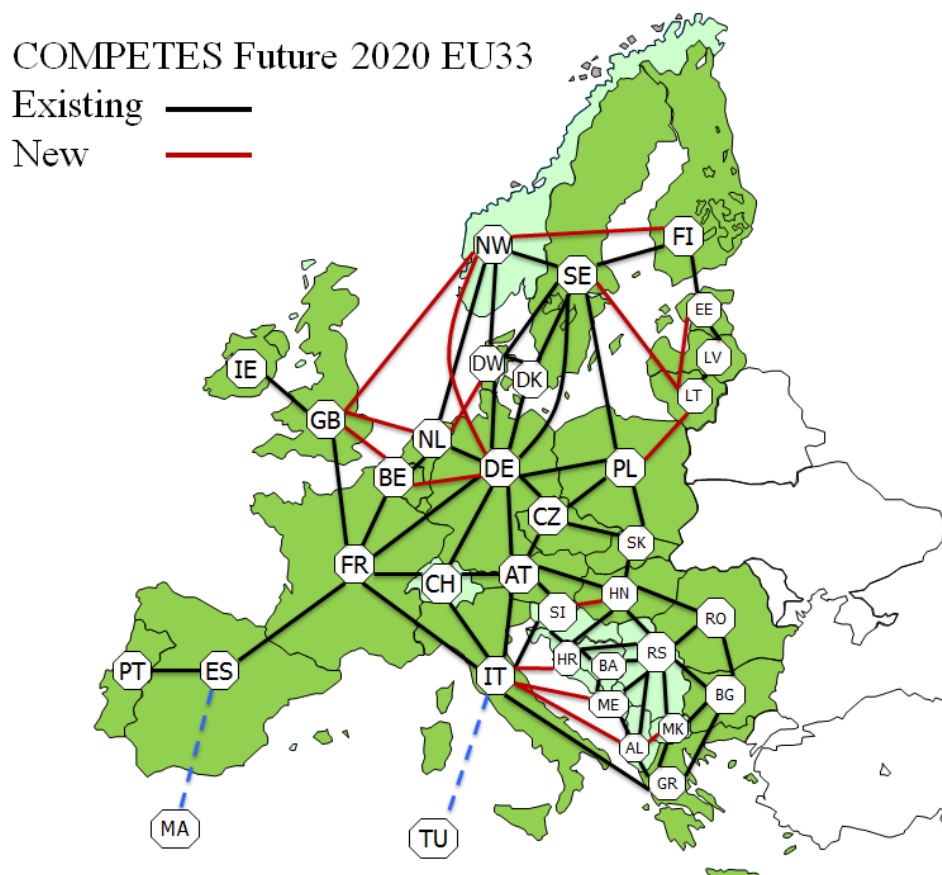
Installatiekosten

Tenslotte zijn er nog installatiekosten. NorNed is één kabel met twee kernen. Er is daarom maar één geul nodig. Totale installatiekosten voor één geul voor één kabel bedragen 345-805 duizend euro per km. Dus 200 – 467 miljoen euro.

NorNed kostte in werkelijkheid ruim 600 miljoen euro. Aangezien de kosten exclusief installatiekosten al 460 miljoen euro bedragen, veronderstellen we dat de installatiekosten ook aan de onderkant van de bandbreedte zitten.

Bijlage E. Het COMPETES model

Figuur 8: Overzicht van de landen en grensoverschrijdende verbindingen als gemodelleerd in het COMPETES model



COMPETES is een economisch marktmodel van Europa dat de Europese landen (EU-27) en enkele niet-Europese landen omvat (zie **Figuur 8**). Elk land is weergegeven als een node, behalve Luxemburg dat bij Duitsland is gevoegd en Denemarken dat is uitgesplitst in twee noden vanwege de participatie in twee niet-synchrone netwerken. COMPETES is geformuleerd als een Lineair Programma (LP) en presenteert een geïntegreerde Europese elektriciteitsmarkt waarbij het ene land de marktprijzen in andere landen kan beïnvloeden. De huidige Europese elektriciteitsmarkt is daarentegen nog niet volledig geïntegreerd maar zal steeds meer in deze richting bewegen waardoor het COMPETES model met name geschikt is voor het modelleren van de Europese elektriciteitsmarkt na 2013. In COMPETES wordt aangenomen dat de elektriciteitsmarkt perfect concurrerend is waardoor producenten van elektriciteit geen invloed kunnen uitoefenen op de elektriciteitsprijs. Met een tijdsresolutie van een uur is het model geschikt om de impact van intermitterende bronnen (wind en zon) op de elektriciteitsmarkten in

Europa te analyseren, rekening houdend met mogelijke beperkingen van de transmissiecapaciteit tussen landen.

De uitkomst van COMPETES onder perfecte concurrentie kan worden beschreven als: gegeven een bepaald vraagniveau en de karakteristieken van de productie en de transmissie van elektriciteit in de verschillende elektriciteitsmarkten in Europa, resulteert COMPETES in een optimale allocatie van productie en transmissie op basis van kostenminimalisatie/ maximalisatie van de sociale welvaart voor alle gemodelleerde landen.



ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 LG Petten

T 088 515 4949
F 088 515 8338
info@ecn.nl
www.ecn.nl

