

Windenergie op zee

*Een vergelijking van verschillende PPS
constructies voor windenergie op zee*

Definitief
6 april 2011
2011-0731/FK/hyo/ns



Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	2
Samenvatting	7
<hr/>	
1.1. Onderzoeksdoel	7
1.2. Conclusies	7
1.3. De onderzochte PPS-modellen nader beschouwd	7
1.4. Mogelijke optimalisatie van de modellen	8
<hr/>	
2. Aanleiding	10
<hr/>	
2.1. Achtergrond	10
2.2. Doel en reikwijdte	10
2.3. Betrokken partijen	11
2.4. Onderzoekopzet	11
2.4.1. De vragen die beantwoord worden	11
2.4.2. De stappen in het onderzoek	12
<hr/>	
2.5. Leeswijzer	12
<hr/>	
3. Windenergie op zee kent materiële risico's	15
<hr/>	
3.1. Knelpunten in de offshore windenergie	15
3.1.1. Beperkte beschikbaarheid van financieringsbronnen	16
3.1.2. De supply chain capaciteit is onvoldoende voor de toekomstige vraag	17
3.1.3. Operationele uitgaven zijn nog moeilijk in te schatten	18
3.1.4. Er ontstaat een tekort aan gekwalificeerd personeel	19
3.1.5. Overige knelpunten	19
<hr/>	
3.2. De materiële projectrisico's van een OWP	19
3.2.1. Identificatie van de hoofdrisico's	20
3.2.2. Beleidsrisico's	21
3.2.3. Vergunningenrisico	21
3.2.4. Ontwerprisico	22
3.2.5. Bouwrisico's	22
3.2.6. Interfacerisico	23
3.2.7. Technologie / onderhoudsrisico's	24
3.2.8. Exploitatierisico's	24
3.2.9. Restwaarderisico	26
<hr/>	
3.3. Samenvatting van de materiële risico's	26
<hr/>	
4. Beschrijving van de PPS-modellen	27

4.1.	Een korte introductie van de zes modellen	27
4.2.	Referentiemodel: SDE-model	28
4.2.1.	Beschrijving van het SDE-model	28
4.2.2.	Risicoverdeling in het SDE-model	28
4.2.3.	Kasstroompatroon in het SDE-model	29
4.3.	Model 1: SDE-variant 1	29
4.3.1.	Beschrijving van het model SDE-variant 1	29
4.3.2.	Risicoverdeling in het model SDE-variant 1	30
4.3.3.	Kasstroompatroon in het model SDE-variant 1	30
4.4.	Model 2: SDE-variant 2	31
4.4.1.	Beschrijving van het model SDE-variant 2	31
4.4.2.	Risicoverdeling in het model SDE-variant 2	31
4.4.3.	Kasstroompatroon in het model SDE-variant 2	32
4.5.	Model 3: DBFMO	32
4.5.1.	Beschrijving van het model DBFMO	32
4.5.2.	Risicoverdeling in het model DBFMO	33
4.5.3.	Kasstroompatroon in het model DBFMO	34
4.6.	Model 4: Eigendomsoverdracht	34
4.6.1.	Beschrijving van het Eigendomsoverdracht model	34
4.6.2.	Risicoverdeling in het Eigendomsoverdracht model	35
4.6.3.	Kasstroompatroon in het Eigendomsoverdrachtmodel	35
4.7.	Model 5: Participatiemodel	36
4.7.1.	Beschrijving van het Participatiemodel	36
4.7.2.	Risicoverdeling in het Participatiemodel	36
4.7.3.	Kasstroompatroon in het Participatiemodel	37
4.8.	Samenvatting van de risicoallocaties in de modellen	38
5.	Kwantificeren van de verschillen tussen de modellen	39
5.1.	Verschillen tussen modellen vertaald naar effect op kasstromen	39
5.2.	Kwantificering van modellen op basis van aantal gemeenschappelijke uitgangspunten	39
5.2.1.	Standaard referentie-OWP	40
5.2.2.	Termijn van de analyse	41
5.2.3.	Inflatie- en prijsontwikkeling	42
5.2.4.	Discontovoet	42
5.3.	Aanpak van de kwantificering	43
5.4.	Presentatie van de resultaten	43
5.5.	SDE-model als referentiemodel	45

5.6.	SDE-variant 1	45
5.7.	SDE-variant 2	49
5.8.	DBFMO	51
5.9.	Eigendomsoverdrachtmodel	54
5.10.	Participatiemodel	57
5.11.	Samenvatting van de effecten	60
6.	Naar een optimaler model	61
6.1.	Vergelijking tussen modellen leert dat een aantal elementen een meerwaarde kan opleveren	61
6.2.	Effecten van generieke maatregelen	62
6.2.1.	Gecoördineerde aanleg van de energie-infrastructuur op zee	62
6.2.2.	Verlenging van de concessieperiode	63
6.2.3.	Invoer van een leveranciersverplichting voor hernieuwbare energie	65
6.2.4.	Andere inrichting van het tenderproces	66
6.3.	Instrumentarium van de overheid	67
6.4.	Conclusies	69
6.4.1.	Geschat voordeel van een geoptimaliseerd model	70
7.	Conclusies en aanbevelingen	71
7.1.	Alternatieve risicoverdelingen hebben beperkt effect, overheid kan huidige regeling wel verbeteren	71
7.2.	Aanbevelingen om kansen voor windenergie op zee te vergroten	72
A.	Bronnenlijst	73
A.1.	Referenties	73
A.2.	Geraadpleegde websites	75
A.3.	Gesprekspartners	76
B.	Resultaten consultatie marktpartijen	77
B.1.	Risicodragende participatie door de overheid	77
B.2.	Overname van een aantal exogene risico's	77
B.3.	Schaalvoordelen door grotere omvang van de concessie	77
B.4.	Actievere rol overheid in de voorbereidingsfase	78
C.	Aanvullende kwantitatieve analyses	79
C.1.	Lange termijn analyse over 15 OWP'en	79
C.2.	Verwachte kasreeks totale overheidsuitgaven per park	82
C.3.	Gevoeligheidsanalyse WACC	83
C.4.	Relevante indices	84
D.	Internationaal perspectief van offshore windenergie beleid	85
D.1.	België	85

D.1.1.	De ontwikkeling van windenergie op zee in België	85
D.1.2.	De marktregulering	86
D.1.3.	Het vergunningenproces	87
<hr/>		
D.2.	Denemarken	89
D.2.1.	De ontwikkeling van windenergie op zee in Denemarken	89
D.2.2.	De marktregulering	89
D.2.3.	Het vergunningenproces	90
<hr/>		
D.3.	Duitsland	91
D.3.1.	De ontwikkeling van windenergie op zee in Duitsland	91
D.3.2.	De marktregulering	91
D.3.3.	Het vergunningenproces	92
<hr/>		
D.4.	Verenigd Koninkrijk	93
D.4.1.	De ontwikkeling van windenergie op zee in het Verenigd Koninkrijk	93
D.4.2.	De marktregulering	94
D.4.3.	Het vergunningenproces	95
<hr/>		
D.5.	De buitenlandse modellen in het licht van de onderzoeksconclusies	96
D.6.	Samenvattend overzicht	97
<hr/>		
E.	Onderbouwing van de delta's	99
<hr/>		
E.1.	Verandering van de activiteiten- en risicoverdeling per model	99
E.1.1.	Verschillen in SDE-variant 1 model t.o.v. referentie SDE-model	99
E.1.2.	Verschillen in SDE-variant 2 model t.o.v. referentie SDE-model	100
E.1.3.	Verschillen in DBFMO-model t.o.v. referentie SDE-model	101
E.1.4.	Verschillen in Eigendomsmodel t.o.v. referentie SDE-model	102
E.1.5.	Verschillen in Participatiemodel t.o.v. referentie SDE-model	103
<hr/>		
E.2.	Overzicht delta's	104
E.2.1.	Delta 1 & 2	105
E.2.2.	Delta 3 & 4	106
E.2.3.	Delta 5 & 6	107
E.2.4.	Delta 7 t/m 9	108
E.2.5.	Delta 10	109
E.2.6.	Delta 11	110
E.2.7.	Delta 12	111
E.2.8.	Delta 13&14	112
E.2.9.	Delta 15 & 16	113
E.2.10.	Delta 17	114
E.2.11.	Delta 18	115
E.2.12.	Delta 19 & 20	116

E.2.13. Delta 21	119
E.2.14. Delta 22	122
E.2.15. Delta 23 t/m 29	123
E.2.16. Delta 30 & 32	125
E.2.17. Delta 33	126
E.2.18. Delta 34	128

Samenvatting

1.1. Onderzoeksdoel

Het voorliggend onderzoek heeft als doel om de rijksoverheid inzicht te verschaffen in de mogelijke impact van een aangepaste risicoverdeling tussen markt en overheid op de contante waarde van de rijksoverheidsuitgaven voor windenergie op zee.

Ten behoeve van het onderzoek is een vijftal PPS-modellen gedefinieerd die vergeleken zijn met het huidige SDE-model.

1.2. Conclusies

De uitkomst van die vergelijking luidt dat toepassing van de vijf PPS-modellen niet leidt tot significant lagere uitgaven voor windenergie op zee dan bij toepassing van de huidige SDE-regeling. Pas wanneer de overheid op langere termijn streeft naar het stimuleren van meerdere parken kunnen de modellen leiden tot lagere uitgaven voor de rijksoverheid.

De huidige SDE-regeling kan wel verbeterd worden door randvoorwaarden te optimaliseren en als overheid een uitgebreidere rol te nemen in het voorbereidingstraject. Ook hier geldt een zekere schaalomvang, waarbij over de tijd meerdere parken worden gerealiseerd, als belangrijke voorwaarde om voordelen te realiseren. Met de oprichting van een participatiemaatschappij kan de overheid deze rol nog nadrukkelijker vormgeven.

In deze conclusies zit een spanning tussen de korte en de lange termijn. Windenergie op zee betreft een jonge sector die kampt met veel onzekerheden en die behoefte heeft aan meer duidelijkheid voor de lange termijn. De overheid kan op individueel projectniveau (financiële) zekerheden bieden, maar heeft op lange termijn ook te maken met onzekerheden ten aanzien van de ontwikkelingen in de energiesector. Op dit moment bestaat nog geen lange termijn visie ten aanzien van de ontwikkeling van windenergie op zee die meer zekerheid kan bieden aan de sector, mede omdat de overheid nog niet kan inschatten of wind op zee op termijn een belangrijke vorm van hernieuwbare energie zal zijn. Vandaar dat in de rapportage ook dit onderscheid is gemaakt tussen korte en lange termijn. Voor de individuele modellen wordt de uitkomst nader toegelicht.

1.3. De onderzochte PPS-modellen nader beschouwd

Het model SDE Variant 1 (SDE 1) heeft als vertrekpunt het basis SDE-model. Dit model onderscheidt zich doordat na de oplevering van het park een herberekening plaatsvindt van de subsidie. De gedachte achter dit model is dat de overheid zoveel mogelijk de werkelijke uitgaven betaalt in plaats van de door markt ingeschatte uitgaven inclusief een bijbehorende risicopremie. Het onderzoek laat zien dat marktpartijen met name in de periode tussen de bieding en de oplevering van het park, behoorlijke prijsrisico's lopen. Door het toepassen van een indexeringsregeling betaalt de overheid de werkelijke kosten en reduceert zij het risico voor de marktpartij. De kans dat deze indexeringsregeling leidt tot lagere uitgaven voor de rijksoverheid wordt groter bij de realisatie van meerdere parken. Statistisch gezien is er vanaf 4 tot 5 parken al een significant voordeel te verwachten.

SDE Variant 2 (SDE 2) is een variatie op het SDE 1-model. Dit model onderscheidt zich doordat de omvang van de concessie wordt verhoogd van 400 MW naar 1200 MW. De gedachte achter dit model is dat er mogelijk schaalvoordelen haalbaar zijn bij een gefaseerde realisatie van een grotere concessie. Daarbij wordt per fase de subsidie opnieuw bepaald. De conclusie is dat een grotere schaalomvang inderdaad kan leiden tot kostenvoordelen. Het realiseren van een grotere schaalomvang in absolute zin is in deze jonge markt een cruciale factor voor marktpartijen bij het bepalen van hun investeringsbeslissingen. Het is echter de vraag of deze voordelen ook toegerekend moeten worden aan dit SDE 2-model. Er is een aantal redenen om die schaalvoordelen niet toe te rekenen aan dit model. De belangrijkste reden is dat in de fasegewijze ontwikkeling een één-op-één relatie ontstaat tussen de overheid en de ontwikkelaar, waarbij het moeilijk is om het voordeel ook daadwerkelijk te incasseren. Een tweede reden is dat sommige marktpartijen aangeven dat deze schaalvoordelen door hen ook gerealiseerd worden als zij die omvang kunnen realiseren bij meerdere parken in de eigen portefeuille. Het is vanuit die optiek dus niet noodzakelijk de concessieomvang te vergroten. Een derde

reden is dat het willen maken van bindende afspraken voor de gehele ontwikkeling van 1200 MW ertoe leidt dat het project een dusdanige omvang krijgt (meer dan 4 miljard) dat de financiering lastig te realiseren zal zijn. Dit model biedt dus geen additionele voordelen ten opzichte van het SDE-model.

In het DBFMO-model gaat de overheid een contract aan voor ontwerp, bouw, financiering, onderhoud en exploitatie van een park. De overheid betaalt daarvoor een vergoeding op basis van de gevraagde output van het park. De overheid geeft door het inkopen van een dienst zelf richting (tijd, omvang) aan de gewenste ontwikkeling. De risicoverdeling van het model lijkt sterk op het SDE-model. Zeker als de overheid veel vrijheid laat in de outputspecificaties. Het model leidt wel tot een andere relatie tussen de overheid en het consortium, namelijk die van opdrachtgever en opdrachtnemer. De overheid specificeert immers een dienst en betaalt daar ook voor. Via dit mechanisme kan zij meer of minder sturing geven aan de ontwikkeling van windenergie op zee. Nu de overheid geen keuze maakt voor een specifieke vorm van duurzame energie is de toegevoegde waarde van de mogelijkheid om als opdrachtgever te sturen beperkt. Toepassing van het DBFMO-model zal waarschijnlijk ook leiden tot een ander consortium dat geleid zal worden door een offshore aannemer in plaats van een utility. Dan kan voor de financiering geen beroep gedaan worden op de balans van de utility. De mogelijkheden voor projectfinanciering zijn echter beperkt, zeker gezien het risicoprofiel van de projecten. Dit betekent ook dat er andere financieringsbronnen gezocht moeten worden. Het model lijkt mede daarom in deze specifieke situatie niet het meest geëigende model.

In het eigendomsoverdrachtmodel sluit de overheid een contract voor het ontwerp en de bouw van een windmolenpark. Na oplevering van het windmolenpark wordt deze verkocht aan een exploitant. De gedachte achter dit model is dat de overheid de risico's in de bouwfase overneemt van de markt en zo het project aantrekkelijker maakt voor investeerders. Na de verkoop wordt geen verdere financiële bijdrage door de overheid betaald. Het eigendomsoverdracht model kent in de gemaakte analyse een hogere contante waarde van de rijksoverheidsuitgaven. Deze komt vooral voort uit het feit dat de overheid geen ervaring heeft met het realiseren van windparken op zee en er mogelijk suboptimalisaties zullen ontstaan tussen ontwerp en exploitatie. Immers, de latere exploitant heeft geen invloed kunnen uitoefenen op het ontwerp en moet wel de onderhoud- en exploitatierisico's beheersen. Deze mogelijke suboptimalisaties zijn in de analyse benoemd als een significant nadeel. Deze analyse wordt ondersteund in de gesprekken met marktpartijen.

Het participatiemodel: De overheid en de ontwikkelaar functioneren in dit model als partners in de verschillende fasen van het project (delen uitgaven en inkomsten). De overheid participeert vanaf de start in de ontwikkeling en deelt daarmee zowel in de risico's als in een mogelijke upside. De SDE-subsidieregeling blijft gehandhaafd. Tijdens de exploitatie kan de overheid (een deel van) haar belang verkopen. Op korte termijn heeft een model waarbij de overheid participeert weinig effect op de hoogte van de subsidie-uitgaven (mede omdat eventuele participatie plaatsvindt tegen marktconforme voorwaarden). Het maakt voor de beheersing van de risico's immers geen verschil of er een andere financierer betrokken is. Op langere termijn kan het model wel voordelen bieden. Dit heeft twee belangrijke redenen; als eerste kan het participatiemodel voordelen bieden, doordat de overheid als participant kennis kan opbouwen en dat kan meenemen naar de ontwikkeling van het volgende park. Als tweede reden geldt dat de overheid in dit model laat zien mee te willen delen in meen- en tegenvallers. De overheid laat zo een stuk commitment zien dat vertrouwen zal wekken bij financiers en partijen in de supply chain. Dat zal in onze ogen versneld kunnen leiden tot kostendalingen. Dit model zal op lange termijn leiden tot lagere uitgaven voor de rijksoverheid dan in het SDE-model.

Deze vijf modellen kunnen in principe gecombineerd worden met de invoering van een leveranciersverplichting. Dat zal de uitkomsten van deze analyse niet veranderen. Voor windenergie op zee zal in die situatie, bij de huidige prijzen, nog steeds een subsidieregeling noodzakelijk zijn om te kunnen concurreren met het kostenniveau van andere vormen van hernieuwbare energie.

1.4. Mogelijke optimalisatie van de modellen

De reflectie op de modellen heeft geleid tot het inzicht dat de risicoverdeling in het huidige SDE-model, de markt veel vrijheid heeft om tot een optimale invulling te komen van een project. In het huidige SDE-model liggen de activiteiten en bijbehorende risico's vooral bij de markt. In de 5 modellen die verkend zijn worden deze deels verlegd naar de overheid. Dit leidt echter in de meeste gevallen niet tot een betere beheersing van de risico's. Het is ook niet aannemelijk dat de overheid deze risico's beter kan beheersen dan de markt. Immers, de overheid heeft geen specifieke expertise of ervaring met het beheersen van risico's voor windenergie op zee.

Daarnaast dient de overheid marktconforme eisen te stellen in een rol als financier. Dus ook vanuit die rol zijn geen directe voordelen te behalen.

Het gebrek aan ervaring bij de overheid hoeft echter niet altijd te betekenen dat de risico's dan bij de markt moeten blijven. Er is in deze ontwikkelingsfase ook een aantal risico's die evenmin door de markt goed beheerst kunnen worden, of die in omvang te groot zijn om gedragen te kunnen worden. In dat geval kan de overheid besluiten om deze risico's over te nemen, juist omdat men deze marktontwikkeling wil stimuleren. Voorbeelden van maatregelen die passen bij deze gedachte zijn het overnemen van prijsrisico's en het aanbieden van tijdelijke financieringsmogelijkheden. Door als overheid in een ontwikkelingsfase de juiste randvoorwaarden te scheppen, kan de overheid de ontwikkelingen in de markt versnellen en de totale uitgaven verlagen.

Het SDE-model zou daarom aangevuld kunnen worden met de goede elementen uit het participatiemodel en het SDE-model variant 1. Daarnaast kan de overheid in de voorbereidende fase een meer prominente rol vervullen en zou de SDE regeling op een beperkt aantal punten aangepast kunnen worden.

Het effect van deze maatregelen zal vooral zichtbaar worden als de overheid vanuit een langjarig perspectief te werk gaat. In onze analyse is dan een verlaging van de uitgaven van de rijksoverheid waarschijnlijk. Met een langjarig perspectief wordt niet bedoeld dat de overheid zich voor 20 jaar vastlegt op de realisatie van een aantal parken. Een dergelijk commitment kan de overheid waarschijnlijk niet afgeven. Maar door bijvoorbeeld te participeren in de ontwikkeling of een 'one stop shop' voor windenergie op zee in te richten wordt een signaal afgegeven dat de overheid de markt serieus neemt en bereid is te investeren.

2. Aanleiding

2.1. Achtergrond

De Nederlandse overheid heeft de ambitie om het aandeel hernieuwbare energie in de Nederlandse energiehuishouding te vergroten. Dit is in lijn met de Europese afspraken om in 2020 te komen tot een aandeel van 14% hernieuwbare energie van het totale energieverbruik. In het regeerakkoord van het nieuwe kabinet Rutte is opgenomen dat Nederland moet investeren in hernieuwbare energie. “De opwekking van hernieuwbare energie moet zo snel mogelijk concurrerend worden, maar verdient in de overgangsfase stimulering” (Regeerakkoord Rutte). Het kabinet heeft haar ambitie gezet op 14% hernieuwbare energie van het totale energieverbruik, gelijk aan de Europese doelstelling.

Windenergie op zee kan een bijdrage leveren aan het realiseren van deze ambitie. Het is echter ook een nieuwe technologie die vooralsnog niet zonder overheidssteun gerealiseerd kan worden. Private partijen zullen alleen investeren in windenergie op zee wanneer de overheid een dusdanige bijdrage levert, dat de benodigde activiteiten rendabel te realiseren zijn.

De Taskforce “Windenergie op Zee” heeft in opdracht van het ministerie van Economische Zaken gekeken naar de business case voor windenergie op zee, waarbij een optimale samenwerking tussen overheid en bedrijfsleven moet ontstaan om de doelstelling te halen. De Taskforce concludeerde dat door aanpassingen van de huidige SDE-uitgifte systematiek (SDE-ronde 2) de SDE-bijdrage verlaagd kan worden (Voor SDE ronde 2 was de benodigde SDE-subsidie geschat op €18 miljard voor 4800 MW). “Bepaalde vormen van publiek-private samenwerking (PPS) kunnen daarbij van nut zijn”.

Mede op basis van het rapport van de Taskforce “Windenergie op Zee” stellen het ministerie van Economische Zaken Landbouw & Innovatie (EL&I) en het ministerie van Financiën zich nu de vraag, of, en zo ja hoe, PPS een bijdrage kan leveren aan dit vraagstuk. Zij zijn daarbij vooral geïnteresseerd in de risicoverdeling en de uitgaven voor markt en overheid.

2.2. Doel en reikwijdte

De rijksoverheid heeft de behoefte om te onderzoeken of publiek-private samenwerkingsvormen kunnen bijdragen in de ‘adequate’ aanpak van de realisatie van windenergie op zee. Met de term “adequaat” wordt een zo laag mogelijk netto contante waarde van de directe rijksoverheidsuitgave bij het stimuleren van windenergie op zee bedoeld.

In dit kader heeft het ministerie van Economische Zaken (tegenwoordig ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie) aan PwC gevraagd een onderzoek uit te voeren.

Het doel van het onderzoek is om de rijksoverheid inzicht te verschaffen in de mogelijke impact van een aangepaste risicoverdeling tussen markt en overheid op de contante waarde van de rijksoverheidsuitgaven voor windenergie op zee.

De studie heeft een beperkte reikwijdte. Het doel is niet om te komen tot een voorkeursmodel, maar om te komen tot een vergelijking van de in de opdracht gespecificeerde PPS-modellen op doelmatigheid. De vergelijking is primair kwantitatief, maar kent ook een aantal kwalitatieve aspecten. Hoofdzakelijk worden de modellen vergeleken op de contante waarde van de overheidsuitgaven en de totale uitgaven voor windenergie op zee (overheid en markt samen). Het gaat daarbij vooral om de relatieve verschillen tussen de modellen. Er is geen fundamenteel onderzoek verricht naar kengetallen en uitgangswaarden. Er is gebruik gemaakt van een referentieproces en referentieparken welke zijn getoetst bij experts en afgestemd met de opdrachtgever. De uitkomsten moeten dan ook altijd gezien worden in relatie tot deze aannames. Daarnaast zijn er aspecten die van invloed zijn op de berekeningen die moeilijk of niet te kwantificeren zijn. Deze aspecten zullen per model kwalitatief worden beschreven.

2.3. Betrokken partijen

Opdrachtgever voor het onderzoek is het ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie. Het ministerie van Financiën heeft een financiële bijdrage geleverd aan het onderzoek. Het onderzoek is inhoudelijk begeleid door een commissie waar diverse publieke en private partijen in vertegenwoordigd waren. De functie van de begeleidingscommissie lag in het reflecteren op de gevolgde aanpak en de tussentijdse resultaten.

Deze begeleidingscommissie bestond uit de volgende personen:

Tabel 1: Samenstelling begeleidingscommissie

Persoon	Organisatie
Bart Oberink	RWE
Constantijn Heemskerk	Ministerie van Financiën
Dre van den Elzen	Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
Ed Buddenbaum	Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
Hans Koning	Ministerie van Financiën
Herman Bijmans	Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
Marloes Gorgels	Ministerie van Financiën
Martin Weissmann	RWE
Max ter Linden	RBS
Michiel de Bruijn	RBS
Robbert Coomans	APG
Sander Lensink	Energieonderzoekscentrum Nederland (ECN)

Daarnaast zijn er met meerdere marktpartijen gesprekken gevoerd. Deze partijen zijn weergegeven in Bijlage A.

2.4. Onderzoeksopzet

2.4.1. De vragen die beantwoord worden

Het onderzoek moet antwoord geven op een vijftal vragen:

- A. Geef een inventarisatie en een analyse van de materiële risico's voor het ontwerp, de bouw, de exploitatie en de financiering van windparken op zee. Hierbij worden onder materiële risico's gebeurtenissen verstaan die de uitkomst van de netto contante waarde van de benodigde rijksoverheidsuitgaven wezenlijk kunnen beïnvloeden.
- B. Geef per model inzicht in de verdeling van de in subvraag 'A.' vermelde risico's tussen marktpartijen en rijksoverheid.
- C. Geef per basismodel inzicht in de netto contante waarde van de benodigde rijksoverheidsuitgaven. Hierbij, dienen de materiële risico's die de overheid –gegeven het gekozen PPS-model- voor zijn rekening neemt, te worden meegenomen in de berekening van de discontovoet en/of de verwachte, cash flows. Naast inzicht in de netto contante waarde en de beprijzing van de risico's dient per basismodel ook inzicht te worden gegeven in de, verwachte jaarlijkse nominale cash flows. Tenslotte dient per basismodel ook inzicht te worden gegeven in de totale omvang van de uitgaven van windenergie op zee.
- D. Geef een reflectie van de basismodellen op basis van de uitkomsten bij subvragen, 'A' t/m 'C' : is een ander PPS-model mogelijk, dat leidt tot een lagere netto contante waarde van de: benodigde rijksoverheidsuitgaven en een lagere totale omvang van de uitgaven van windenergie op zee?"
- E. Geef aan in hoeverre de hiervoor genoemde modellen kunnen worden gecombineerd met een (leveranciers) verplichting.

2.4.2. De stappen in het onderzoek

Om tot de beantwoording van deze vragen te komen is een aantal onderzoeksstappen doorlopen. De tussentijdse bevindingen zijn telkens besproken met de begeleidingscommissie. Het betreft de volgende stappen:

1. Beschrijving van de vijf basismodellen

De vijf basis PPS-modellen zijn voorgesteld door de opdrachtgever en nader uitgewerkt door PwC. Deze uitwerking is vervolgens voorgelegd aan en besproken met de begeleidingscommissie. In de uitwerking is niet getracht om de modellen individueel te optimaliseren, met als doel om vooral de effecten van verschillen in risicoverdeling zichtbaar te maken. Robuuste positieve effecten vormen het vertrekpunt van de reflectie. De modellen kennen een aantal gemeenschappelijke uitgangspunten om de modellen op een eerlijke manier te kunnen vergelijken.

2. Benoemen van de verschillen tussen de modellen

Om de modellen te kunnen vergelijken zijn de verschillen in activiteiten- en risicoverdeling ten opzichte van het basis SDE-model benoemd en besproken.

3. Kwantificeren van verschillen tussen modellen

Om de effecten te kunnen kwantificeren is op basis van de beschreven uitgangspunten en kengetallen een eenvoudig kasstroommodel opgesteld voor een fictief referentiepark van 400 MW. Vervolgens zijn de verschillen tussen de modellen, waar mogelijk, gekwantificeerd en vertaald naar een effect op de kasstromen. Het kwantificeren van effecten van verschillende organisatievormen vraagt per definitie om het doen van aannames. Het betreft immers een analyse van het effect van verschillende organisatievormen op de uitvoering van een project. Projecten zijn echter uniek en het effect van een andere organisatievorm op een project kan achteraf niet meer worden vastgesteld. In een relatief jonge industrie als windenergie op zee zijn daarnaast de ervaringscijfers zeer beperkt. De effecten zijn dan ook uiteindelijk bepaald door de beperkte referentiecijfers te combineren met de uitkomsten van interviews, de discussies in de begeleidingscommissie en ervaringen uit andere industrieën. Deze inschattingen hebben geleid tot de kwantitatieve vergelijking tussen de modellen.

4. Reflectie op de modellen

De vergelijking tussen de 5 basismodellen maakt zichtbaar welke elementen meer of minder impact hebben op de omvang van de rijksoverheidsuitgaven. Naast de elementen uit de 5 basismodellen is ook onderzocht welke impact zou uitgaan van een aantal generieke maatregelen. Deze maatregelen kunnen toegepast worden op alle modellen. Het betreft o.a. de gecoördineerde aanleg van de energie-infrastructuur, het verlengen van de concessieduur en de introductie van een verplichtingenstelsel. Deze inzichten hebben we gecombineerd met inzichten uit interviews, met inzichten van de Taskforce, met voorbeelden uit andere landen en met voorbeelden uit andere industrieën. Dit heeft geleid tot een kwalitatieve beschouwing van de modellen en inzicht in de bouwstenen die bepalend kunnen zijn voor een mogelijke optimalisatie van het huidige SDE-model.

2.5. Leeswijzer

De rapportage is opgebouwd conform de opzet van de onderzoeksvragen. Hieronder is aangegeven waar de antwoorden in de rapportage te vinden zijn:

Vraag A: *“Geef een inventarisatie en een analyse van de materiële risico's voor het ontwerp, de bouw, de exploitatie en de financiering van windparken op zee. Hierbij worden onder materiële risico's gebeurtenissen verstaan die de uitkomst van de netto contante waarde van de benodigde rijksoverheidsuitgaven wezenlijk kunnen beïnvloeden”.*

Antwoord A: Het antwoord op deze vraag is te vinden in hoofdstuk 3. Aan de hand van een inventarisatie van de knelpunten in de (internationale) windenergiesector (paragraaf 3.1) wordt bepaald welke risico's in de offshore windparkontwikkelingen materieel zijn. Dit laatste is onderdeel van paragraaf 3.2.

Vraag B: *“Geef per model inzicht in de verdeling van de in subvraag ‘A.’ vermelde risico’s tussen marktpartijen en rijksoverheid”.*

Antwoord B: In hoofdstuk 4 wordt de allocatie van de risico’s per model inzichtelijk gemaakt. Per model wordt ingegaan op de basisgedachte van het betreffende model, de allocatie van de risico’s en de daaruit volgende verschillen ten opzichte van het referentiemodel.

Vraag C:

- 1: *“Geef per basismodel inzicht in de netto contante waarde van de benodigde rijksoverheidsuitgaven. Hierbij, dienen de materiële risico’s die de overheid –gegeven het gekozen PPS-model- voor zijn rekening neemt, te worden meegenomen in de berekening van de discontovoet en/of de verwachte, cash flows”.*
- 2: *“Naast inzicht in de netto contante waarde en de beprijzing van de risico's dient per basismodel ook inzicht te worden gegeven in de, verwachte jaarlijkse nominale cash flows”.*
- 3: *“Tenslotte dient per basismodel ook inzicht te worden gegeven in de totale omvang van de kosten van windenergie op zee”.*

Antwoord C: Bovenstaande vragen zullen per model worden beantwoord.

Allereerst zal in paragraaf 5.1 tot en met 5.4 beschreven worden welke uitgangspunten en methodes gehanteerd zijn in het onderzoek.

Vervolgens zullen per model de netto contante waarde van de rijksoverheidsbijdragen en de totale omvang van de kosten van windenergie op zee tussen de modellen berekend worden in paragrafen 5.5 t/m 5.10. Een overzicht van de resultaten is te vinden in paragraaf 5.11

De verschillen in netto contante waarde tussen de modellen ontstaan door de herallocatie van activiteiten en risico’s, zoals omschreven in antwoord B, hoofdstuk 5, welk tot gevolg hebben dat uitgaven voor activiteiten en waarderingen van risico’s wijzigen. Deze wijzigingen ten opzichte van het standaardmodel worden in het onderzoek aangeduid als “delta’s”.

In deze paragrafen wordt inzicht gegeven in de volgende elementen:

1. Berekening van de netto contante waardes op het niveau van de delta’s voor een individueel offshore windmolenpark (eerste deel subvraag 1).
2. Inzicht in de kasstroom van de overheidsuitgaven voor een individueel offshore offshore windmolenpark (subvraag 2).
3. Berekening van de netto contante waarden voor de totale omvang van de kosten voor windenergie op zee (subvraag 3).

De gedetailleerde onderbouwing van deze delta’s is te vinden in Bijlage E.

Vraag D: *“Geef een reflectie van de basismodellen op basis van de uitkomsten bij subvragen, 'A' t/m 'C': is een ander PPS-model mogelijk, dat leidt tot een lagere netto contante waarde van de: benodigde rijksoverheidsuitgaven en een lagere totale omvang van de kosten van, windenergie op zee?”*

Antwoord D: De reflectie van de elementen vindt plaats in Hoofdstuk 6. Paragraaf 6.3 richt zich op de instrumentarium die de overheid kan inzetten om het optimale model te realiseren. Het meer optimale model wordt gepresenteerd in paragraaf 6.4.

Vraag E: *“Geef aan in hoeverre de hiervoor genoemde modellen kunnen worden gecombineerd met een (leveranciers) verplichting”*

Antwoord E: De impact van de leveranciersverplichting op de uitkomsten wordt ook behandeld in Hoofdstuk 6. Naast de leveranciersverplichting (paragraaf 6.2.3) worden de effecten van de aanleg van het transmissienet door een publieke partij (paragraaf 6.2.1), de verlenging van de concessieduur (paragraaf 6.2.2), het opstellen van een masterplan en het regelen van concurrentie op kavels (paragraaf 6.2.4) behandeld conform de onderzoeksvraag.

Daarnaast zijn ter onderbouwing van het onderzoek de volgende onderwerpen opgenomen in de bijlagen:

Appendix B: Samenvatting van expertconsultatie

Voor delen van de analyse is gebruik gemaakt van expertkennis. Verscheidene experts is gevraagd als klankbord te fungeren voor onderdelen van het onderzoek. De argumentaties met betrekking tot de identificatie van de risico's en uitdagingen van de sector zijn geanonimiseerd samengevat in Appendix B. In Appendix A.3 is de lijst met geïnterviewde experts te vinden.

Appendix C: Aanvullende kwantitatieve analyse

In Appendix C is een aanvullende kwantitatieve analyse opgenomen. Als onderdeel hiervan wordt inzichtelijk gemaakt wat de totale omvang van de reële- en contante waarde is wanneer de PPS-modellen worden toegepast in een scenario met meer parken op lange termijn. Daarnaast is in deze Appendix een gevoeligheidsanalyse opgenomen op de gehanteerde WACC.

Appendix D: Vergelijking van overheidsbeleid tussen een selectie landen

In Appendix D is een vergelijking gemaakt van het overheidsbeleid met betrekking tot stimuleringsmaatregelen en het ontwikkelingstraject voor windenergie op zee. Het betreft een vergelijking tussen de landen België, Denemarken, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk.

Appendix E: Onderbouwing van de delta's

De verschillen tussen de modellen worden waar mogelijk vertaald als "delta's" in de contante waardeberekeningen. In appendix E zijn de gedetailleerde onderbouwingen opgenomen van deze delta's.

3. Windenergie op zee kent materiële risico's

Dit hoofdstuk richt zich op de beantwoording van vraag A:

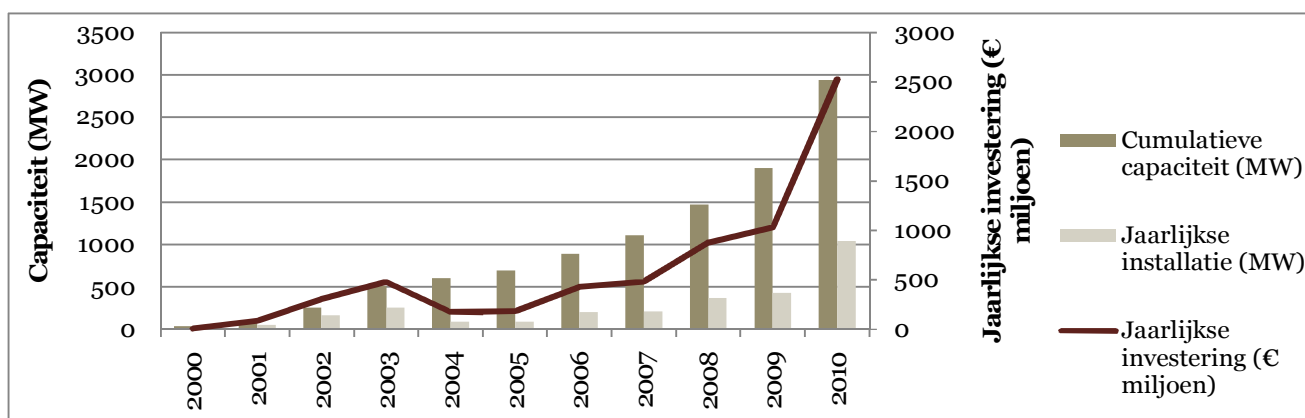
“Geef een inventarisatie en een analyse van de materiële risico's voor het ontwerp, de bouw, de exploitatie en de financiering van windparken op zee. Hierbij worden onder materiële risico's gebeurtenissen verstaan die de uitkomst van de netto contante waarde van de benodigde rijksoverheidsuitgaven wezenlijk kunnen beïnvloeden.”

Voor de analyse is gebruik gemaakt van onderzoeksrapporten en gesprekken met experts. De geraadpleegde bronnen en de lijst van gesprekspartners zijn te vinden in Appendix A. In de eerste paragraaf wordt een korte introductie gegeven van de markt en de huidige knelpunten. Vervolgens worden vanuit dat inzicht de materiële risico's benoemd.

3.1. Knelpunten in de offshore windenergie

In de afgelopen 10 jaar hebben in verschillende landen de eerste commerciële offshore windparken (OWP'en) hun intreden gedaan. Met name in het gebied rond de Noordzee is een aanzienlijke capaciteit gerealiseerd. 2010 was een record jaar waarin ruim 1200 MW aan capaciteit geïnstalleerd werd, waarvan het overgrote deel in het Verenigd Koninkrijk. De totale capaciteit is hiermee gegroeid tot 3000 MW (zie Figuur 1).

Figuur 1: Ontwikkeling van windenergie op zee tussen 2000 en 2010



Bron: EWEA 2009

Zowel op Europees niveau als door landen individueel zijn verschillende programma's opgesteld voor de stimulering van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen. Op Europees niveau wordt voorzien dat windenergie op zee op termijn voor ongeveer 12% aan de totale elektriciteitsproductie in de EU bijdraagt. De European Wind Energy Association (EWEA) verwacht op basis van deze doelstellingen en marktontwikkelingen dat de windenergie op zee in 2020 een capaciteit van ongeveer 40 GW zal hebben, waarvan 3 GW reeds in 2010 gerealiseerd is (EWEA, 2009 Oceans of opportunity). Om aan deze capaciteit te komen zal in de komende jaren het tempo van realisatie aanzienlijk verhoogd moeten worden tot gemiddeld 3,7 GW per jaar.

Voor de overheden is windenergie op zee vaak een belangrijke component in het streven naar de verduurzaming van de elektriciteitsproductie. De (nuts)sector heeft hoge verwachtingen en beschouwt windenergie op zee als strategische investering (KPMG 2010 Market Report).

We've passed the point of no return for offshore wind – it will happen on a big scale.”

UK utility developer in BVG Associates rapport

Echter de sector loopt tegen een aantal uitdagende knelpunten aan. Zonder een rangorde aan te geven zijn de belangrijkste hiervan (PwC 2010, BVG Associates, KPMG 2011):

1. Beperkte beschikbaarheid van financieringsbronnen;
2. De supply chain capaciteit is nog ontoereikend voor de toekomstige vraag;
3. Hoogte van de operationele uitgaven over de levensduur is onzeker;
4. Er is onvoldoende gekwalificeerd personeel beschikbaar.

Deze knelpunten worden hieronder nader beschreven omdat zo een beeld ontstaat van de huidige marktomstandigheden die mede bepalend zijn voor het risicoprofiel van de projecten.

3.1.1. Beperkte beschikbaarheid van financieringsbronnen

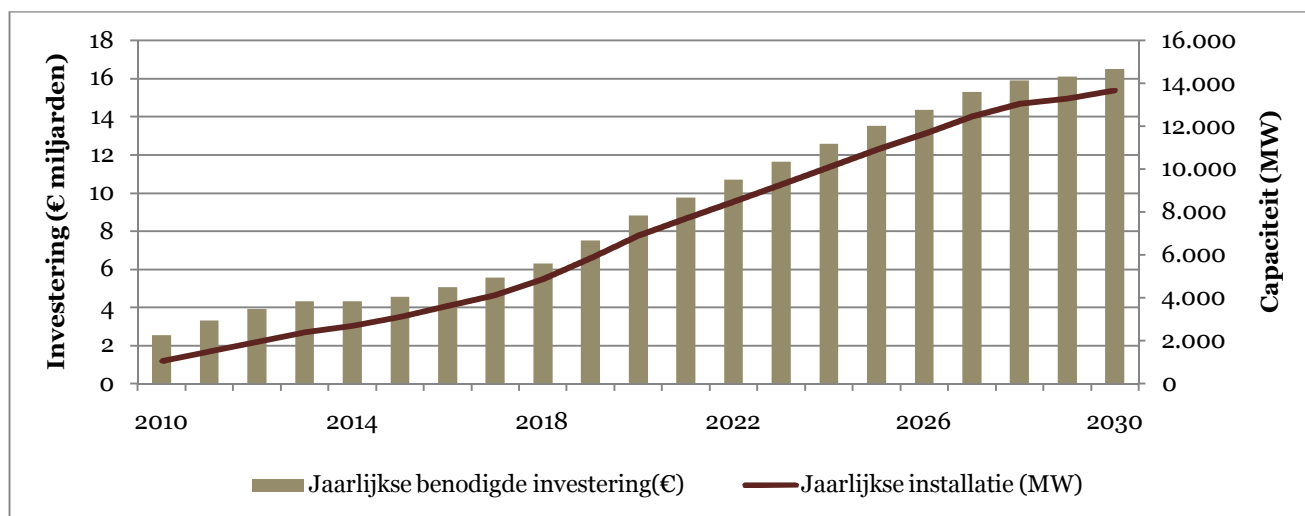
De beschikbaarheid van financieringsbronnen wordt internationaal erkend als één van de belangrijkste bedreigingen voor de realisatie van de ambities. Schatting van de benodigde investeringen om de Europese doelstelling van 40 GW in 2020 te halen lopen uiteen: de Taskforce Windenergie op Zee heeft deze op €150 miljard geschat (inclusief netaansluitingen), terwijl de EWEA deze op €65 miljard schat, zonder aansluiting. De werkelijkheid zal tussen beide getallen in liggen. In de afgelopen jaren is het niveau van investeringen in de sector flink toegenomen tot €2,5 miljard per jaar, maar dit niveau is nog niet toerijkend om de Europese doelstelling te kunnen realiseren. Voor het Verenigd Koninkrijk alleen al wordt geschat dat een additionele investering van £33 miljard (€39 miljard) nodig is voor de realisatie van 12 GW aan windenergie op zee en nog £ 7 miljard (€8,5 miljard) voor de aansluiting op het net (PwC analyse, 2010). In Figuur 2 is de ontwikkeling van de jaarlijkse investeringen en de capaciteit op basis van de EWEA schatting opgenomen waarin te zien is dat de jaarlijkse investering in 2020 zal oplopen tot €8,8 miljard voor het OWP.

Het is een grote uitdaging om de benodigde financiering aan te trekken. De belangrijkste redenen hiervoor zijn:

- **Beperkte beschikbaarheid van on-balance en off-balance financiering:** Projecten van nutsbedrijven worden veelal op de eigen balans gefinancierd. De hoeveelheid financiering die partijen kunnen aantrekken op basis van de eigen balans is gelimiteerd. Versterkt door het economisch klimaat is ook de beschikbare hoeveelheid off-balance financiering uit de huidige financieringsbronnen beperkt. Het alloceren van nieuwe financieringsbronnen is een belangrijke stap om de ambities te gefinancierd te krijgen;
- **Concurrentie met andere sectoren:** volgens het International Energy Agency zal in de periode 2006-2030 alleen al in de gehele elektriciteitssector in Europa US\$ 1.900 miljard moeten worden geïnvesteerd (IAE, world energy outlook 2007). The Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem) in het Verenigd Koninkrijk schat dat er in het komende decennium €240 miljard (£ 200 miljard) geïnvesteerd moet worden in de energie- en warmtesector in het Verenigd Koninkrijk. Deze investeringen concurreren met windenergie op zee om financiering uit de kapitaalmarkten; en
- **Hoog risicoprofiel:** De financiering voor OWP'en moet al in de preconstructiefase worden geregeld. Desalniettemin is er in deze fase mede door de beperkte ervaring in zowel planning als bouw en de complexe omstandigheden (nieuwe technologie, ruige omgeving) een zeer beperkt zicht op de werkelijke risico's. Banken en andere financiers beschouwen de risico's daarom vaak als zeer hoog, danwel te hoog. Eigen vermogen investeerders zullen een vorm van garanties moeten geven om de banken tegemoet te komen.

Nieuwe investeringsbronnen zullen aangetrokken moeten worden om te investeren in de sector. De aantrekkelijkheid van een investeringen draait om de balans van risico en rendement. In interviews is bevestigd dat de risico's zwaar wegen op de balans. Om investeringen aantrekkelijker te maken moet daarom ondermeer gekeken worden naar de vermindering van het risicoprofiel. In paragraaf 3.2 wordt ingegaan op de belangrijkste risico's in een OWP-ontwikkeling.

Figuur 2: Verwachte ontwikkeling van windenergie op zee 2010-2030



Bron: EWEA, 2009

In de komende jaren moet in een relatief hoog tempo geïnvesteerd worden. Deze investeringen zullen voornamelijk zitten in de ontwikkeling van nieuwe, goedkopere technologie en het oplossen van de knelpunten.

3.1.2. *De supply chain capaciteit is onvoldoende voor de toekomstige vraag*

Een goed ontwikkelde supply chain is een voorwaarde voor de realisatie van de ambities. Met de supply chain wordt de keten van activiteiten bedoeld waar de activiteiten voor de productie, transport en installatie van de hardware onderdelen (windturbines, funderingen, offshore substation, etc.) toebehoren. Uit expertinterviews en onderzoek van BVG Associates blijken de grootste supply chain knelpunten te zitten in de beschikbaarheid van transport- en constructieschepen en de beschikbaarheid van havenlocaties voor de assemblage van de hardware. Dit wordt bevestigd in het marktrapport van KPMG. Wanneer de geplande OWP'en gerealiseerd gaan worden zal de vraag naar windturbines ook een knelpunt kunnen worden (EWEA, 2010 en KPMG, 2011).

De ontwikkeling van nieuwe schepen

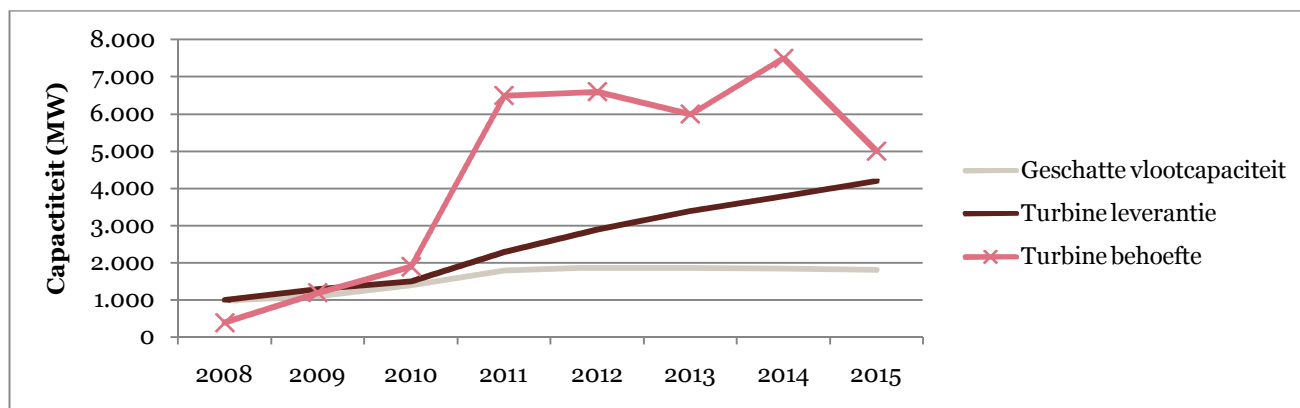
De beschikbaarheid van constructieschepen is een cruciale factor in de planning. In de huidige situatie leunen de OWP-projecten voor transport en constructie op de beschikbaarheid van schepen uit de traditionele offshore olie- en gasindustrie en de maritieme installatieindustrie. Echter de schepen zijn niet optimaal om aan de zeer hoge eisen van de offshore windprojecten (o.a. hoog aantal operationele dagen, veel repetitieve handelingen) te voldoen. Daarnaast is de sector sterk afhankelijk van de vraag naar schepen uit de olie- en gassector.

De huidige ontwikkelingen in schepen wordt gedreven door de volgende ontwikkelingen:

- Windturbines worden groter en zwaarder. Dit vereist grotere schepen;
- De waterdiepte waarin OWP'en gerealiseerd worden neemt toe; en
- De afstand tot aan de kust neemt toe.

New Energy Finance schat in dat er na 2011 een tekort aan installatieschepen zal ontstaan (zie Figuur 3). Om aan de toekomstige vraag te kunnen voldoen moet er een vloot worden gebouwd, welke toegewijd is aan windenergie op zee. EWEA schat de totale investering voor een dergelijke vloot van 12 schepen in op €2,4 miljard (EWEA, 2009).

Figuur 3: Prognose van de turbineproductie en scheepscapaciteit



Bron: New Energy Finance EWEA, 2009

Havenlocaties moeten aan specifieke eisen voldoen

Met de toename van de grootte van windturbines, de waterdiepte voor installatie en de afstand tot aan de kust wordt de assemblagelocatie van de hardware onderdelen kritischer. In toenemende mate wordt er gezocht naar mogelijkheden om deze assemblage zoveel mogelijk in de haven te realiseren. De eisen die daarmee gesteld worden aan een havenlocatie zijn hoog waardoor niet elke locatie in aanmerking komt.

Havens dienen aan de volgende eisen te voldoen (EWEA, 2009):

- Grote diepgang;
- Versterkte kades; en
- Grote vrije ruimte voor de opslag en assemblage van installaties.

Omdat het transport van de onderdelen (*e.g.* rotorbladen, mastonderdelen, fundering) complex is vanwege de massa en grootte van de onderdelen, zal er tevens getracht worden deze zoveel mogelijk in de buurt van de haven te produceren. Het heeft daarom de voorkeur dat er in de directe omgeving van de haven ruimte is om deze productielocaties te ontwikkelen.

De windturbineproductie kan mogelijk in de toekomst een knelpunt worden

Figuur 3 suggereert op basis van de planning van OWP'en dat de turbineleveranciers vanaf 2011 de vraag niet meer aan kunnen. De verwachting is dat de huidige fabrikanten niet direct kunnen voldoen aan de vraag, ondanks de mogelijkheden tot productieuitbreiding. Een belangrijke factor in de groei van de productiecapaciteit is de toetreding van nieuwe producenten, zoals General Electric en het Chinese XEMC (via het overgenomen Nederlandse bedrijf DarWind). De uiteindelijk grootte van het knelpunt is afhankelijk van de werkelijke realisatie van plannen en de toetreding van deze nieuwe spelers.

3.1.3. Operationele uitgaven zijn nog moeilijk in te schatten

Operationele uitgaven zijn een kritieke factor in de rentabiliteit van OWP'en. Zij vertegenwoordigen bij OWP'en een groter aandeel van de totale uitgaven dan voor 'onshore' windparken. De beperkte ervaring van ontwikkelaars met OWP'en, met name verder uit de kust, heeft tot dusverre geresulteerd in tegenvallers in de onderhoudsuitgaven. Het is moeilijk om een betere inschatting te verkrijgen. Immers het eerste OWP, Middelgrunden Denemarken (2001) bereikt dit jaar pas de helft van zijn levensverwachting van 20 jaar.

Een toename in ervaring moet leiden tot betrouwbaardere inschattingen van de uitgaven. Technologische innovaties moeten de uitgaven per kWh verder naar beneden brengen. Echter nieuwe technologieën zullen eerst uitvoerig moeten worden getest alvorens er betrouwbare kosteninschattingen voor gemaakt kunnen worden.

3.1.4. Er ontstaat een tekort aan gekwalificeerd personeel

De realisatie en exploitatie van OWP'en vergen specialisten op verschillende gebieden. In het Verenigd Koninkrijk is tussen 2007 en 2010 het aantal banen in de UK windenergie op zee sector met 91% gestegen naar 9200 FTE (Renewable UK). Het aantal banen in de offshore windsector in Nederland is niet bekend. Sinds twee jaar zijn instituten in Nederland bezig met het organiseren van opleidingen gespecialiseerd in de windenergie op zee (e.g. TU Delft).

Een verdere verhoging van het installatietempo zal de vraag naar gekwalificeerd personeel doen toenemen. In het KPMG markt onderzoek 2010 geven de ontwikkelaars aan dat dit een serieus knelpunt is (nr.4 op de lijst). De verwachting is dat dit tekort de komende jaren minstens zal aanhouden.

“Our limit? The number of technical experts needed to design projects.”

SIEMENS T&D in BVG Associates rapport

3.1.5. Overige knelpunten

Naast deze belangrijke knelpunten is er een aantal minder kritieke punten die voor de compleetheid noemenswaardig zijn.

1. Ruimtelijke ordening; en
2. Energie-infrastructuur

Ruimtelijke Ordening

De Noordzee wordt gebruikt door verschillende sectoren, waaronder de scheepvaart, visserij en olie- en gasexploratie. Daarnaast zijn er beschermde ecologische systemen, zoals de trek van bepaalde vogels. Met name dicht bij de kust is het gebruik van de Noordzee zeer intensief en zijn de mogelijkheden voor de ontwikkeling van OWP'en beperkt. Daarentegen is de ontwikkeling van OWP'en op locaties verder uit de kust vaak kostbaarder. Een vroege afstemming in het kader van o.a. de ontwikkellocaties en havencapaciteit kan resulteren in een betere inpassing van de plannen in de ruimtelijke ordening. Dit kan onder andere leiden tot minder vertragingen in de vergunningprocessen en een hogere upfront risicowaarderingen, waardoor de investerings- en operationele uitgaven lager kunnen worden.

Energie-infrastructuur

In de afgelopen jaren is het vraagstuk van de offshore ontsluiting een minder kritisch obstakel geworden (KPMG, 2010). In verscheidene landen wordt momenteel gewerkt aan de ontwikkeling van offshore netwerken, zoals in Duitsland, waar toekomstige OWP'en makkelijk op moeten kunnen worden aangesloten. Desalniettemin zijn de benodigde investeringen en planningsprocedures over het algemeen nog complex. Dit betreft niet alleen de investering in de kabel, maar ook de aanpassingen van het landnet voor bijvoorbeeld de balancering. Er is tevens maar een beperkt aantal partijen die deze kabels kunnen leggen. Hierdoor kan het knelpunt in de toekomst weer toenemen wanneer het aantal ontwikkelingen stijgt.

3.2. De materiële projectrisico's van een OWP

De knelpunten die in de voorgaande paragraaf benoemd zijn beschrijven risico's voor de sector in het realiseren van de ambities van de gehele windenergie op zee sector. De volgende stap is om te kijken welke materiële risico's er op projectniveau te identificeren zijn (onderzoeksvraag A).

Met een risico wordt bedoeld:

Een gebeurtenis die er toe leidt dat de gestelde projectdoelen niet, niet op tijd en/of alleen tegen hogere kosten gerealiseerd kunnen worden.

Onder materiële risico's worden de risico's verstaan waar een grote mate van onzekerheid over het optreden bestaat en welke daarnaast een significante impact hebben op de business case van een project.

3.2.1. Identificatie van de hoofdrisico's

Projectrisico's kunnen geïdentificeerd worden aan de hand van de activiteiten die uitgevoerd worden voor de realisatie en exploitatie van een OWP. In Tabel 2 zijn de verschillende hoofdactiviteiten waaruit de realisatie en exploitatie van een OWP bestaat opgenomen. Uit deze hoofdactiviteiten volgen de mogelijke redenen voor een overschrijding van het tijd-, en/of geldbudget voor een activiteit.

Een aantal van de in de vorige paragraaf genoemde knelpunten komt terug in Tabel 2. Bijvoorbeeld een tekort aan schepen tijdens de bouwfase kan leiden tot vertraging van de bouwactiviteiten; en de hogere operationele (onderhouds)uitgaven, doordat de technologie onderhoudsgevoeliger is dan aanvankelijk werd gedacht.

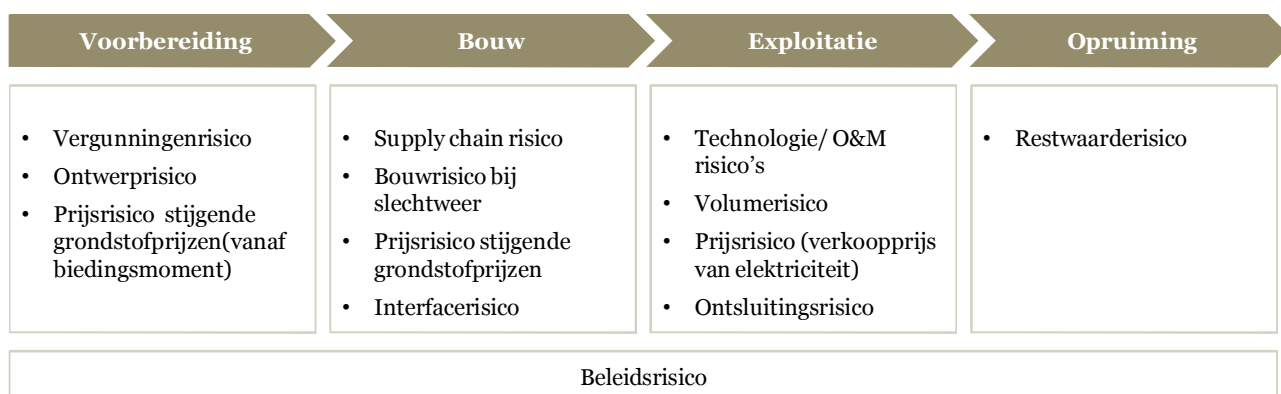
Tabel 2: Overzicht van projectactiviteiten en de effecten van gebeurtenissen

	Hoofdactiviteiten:	Effect van optredende risico's op activiteiten	Mogelijke redenen
1	Uitwerken van plannen	Geen/ beperkt haalbare business case	<ul style="list-style-type: none"> • Onvoldoende kennis van of vertrouwen in noodzakelijke randvoorwaarden
2	Bemachtigen van de vergunningen	Geen/ vertraagde vergunning	<ul style="list-style-type: none"> • Beroep aangevraagd door derden • Wijziging van wetgeving
3	Het aantrekken van kapitaal	Geen/ duur kapitaal beschikbaar	<ul style="list-style-type: none"> • Risicoprofiel wordt te hoog bevonden • Er is onvoldoende kapitaal beschikbaar
4	Uitwerken van ontwerp	Vertraging en/of hogere uitgaven	<ul style="list-style-type: none"> • Ontwerp, planning, uitvoering en exploitatie zijn onvoldoende op elkaar afgestemd.
5	Het bouwen van het OWP	Vertraging en/of hogere uitgaven in bouw	<ul style="list-style-type: none"> • Weersomstandigheden zijn onverwacht • Er is een tekort aan transport / constructieschepen, haventerreinen, productiecapaciteit (turbine, fundering, etc.), gekwalificeerd personeel • Grondstofprijzen zijn gestegen • Contracten zijn onvoldoende gemanaged
6	Ontsluiting op het landnetwerk	Vertraging van start exploitatie en/of lagere inkomst	<ul style="list-style-type: none"> • Zie oorzaken bouwvertraging • Kabelbreuken verstoren de afzetmogelijkheden en daarmee de inkomsten
7	Exploiteren van het OWP	Lagere inkomsten dan gepland	<ul style="list-style-type: none"> • Weersomstandigheden hebben geleid tot lagere productievolumes • Marktomstandigheden hebben geleid tot lagere afzetprijzen
8	Het onderhouden van het OWP	Hogere onderhoudsuitgaven	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie blijkt onderhoudsgevoeliger • Het ontbreekt aan gekwalificeerd personeel • Er is een tekort aan onderhoudsschepen • Er ontstaat schade door een aanvaring
9	Het opruimen van het OWP	Hogere opruimingsuitgaven en/of lagere restwaarde	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie blijkt kortere levensduur te hebben • Technologie blijkt moeilijker op te ruimen te zijn

Bron: PwC analyse, expert interviews

Bovenstaande lijst van redenen is niet uitputtend. Er zijn vele individuele risico's te koppelen aan de activiteiten. In het belang van het onderzoek is getracht deze risico's zo goed mogelijk samen te vatten tot de hoofdrisico's, zoals afgebeeld in de figuur hieronder. Vervolgens deze hoofdcategoryën besproken en wordt ingegaan op de vraag of ze materieel zijn.

Figuur 4: Hoofdrisico's per fase van een OWP-project



Bron: PwC analyse, expert interviews

Het knelpunt van beperkt beschikbare financiering is in deze figuur niet opgenomen als projectrisico, omdat de beschikbaarheid van kapitaal in belangrijke mate een resultante is van het risicoprofiel van een project. Het beschikbare kapitaal zal immers aangewend worden voor die projecten die voor investeerders een aantrekkelijke verhouding tussen risico en rendement kennen. Dat neemt niet weg dat, gegeven het risicoprofiel van projecten, de beschikbaarheid van kapitaal wel degelijk een belangrijk knelpunt kan zijn. Hier zal dan ook in de reflectie van de modellen nader op ingegaan worden.

3.2.2. *Beleidsrisico's*

Het beleidsrisico betreft de mogelijkheid dat lokaal en/of nationaal beleid kan worden gewijzigd tijdens een project, waardoor randvoorwaarden wijzigen. Beleidsrisico's zijn risico's waar de markt nauwelijks of geen invloed op kan uitoefenen. Voor een individueel project wordt dat risico dan ook meestal volledig door de overheid gedragen. Zo kan een marktpartij ervan uitgaan dat individuele afspraken over een toegekende subsidie niet tussentijds gewijzigd worden.

Voor de lange termijn is dit echter een materieel risico. Een wijziging in het beleid kan een grote impact hebben op de toekomstige business case van projecten. Wijzigingen op het gebied van bijvoorbeeld de ontsluitingsprioriteit, investering in de aanpassing van het landnetwerk en de toekomstige ondersteuningsmaatregelen kunnen een significante impact hebben op de business case van OWP'en. Dit zal ook van invloed zijn op de bereidheid van partijen om te investeren in andere delen van de keten.

In de benoeming van de verschillen tussen modellen wordt dit risico niet meegenomen. Het komt echter wel terug in de reflectie op de modellen en de meer generieke maatregelen die de overheid kan nemen.

3.2.3. *Vergunningenrisico*

Onder het vergunningenrisico worden de gebeurtenissen verstaan waardoor de vergunningen niet of niet tijdig dan wel voor de geplande uitgaven worden verkregen voor het project. Het vergunningstraject is een relatief lang en complex traject door de verschillende procedures en de betrokkenheid van veel organen die inspraak hebben. Het betreft een periode van gemiddeld 3 jaar. Mogelijke risico's zijn:

- **Vertraging en/of extra uitgaven in het onderzoeksproces:** Een ontwikkelaar moet additioneel onderzoek doen;
- **Vertragingen in het beoordelingsproces:** De beoordelende/adviserende organen kunnen niet tijdig tot een beslissing komen; en
- **Beroep door derden:** Milieudefensie of andere organisaties die beroep aantekenen tegen de verstrekking van de vergunning.

Bovenstaande gebeurtenissen kunnen elkaar ook versterken: *e.g.* een aangetekend beroep kan leiden tot extra onderzoek en een herbeoordeling van de aanvraag. Wanneer de voorbereidingsuitgaven worden afgezet tegen de totale uitgaven zijn deze met 1% beperkt te noemen (zie Figuur 5). Het risico lijkt hierdoor ook van beperkte impact op het totale project. Evenwel in het vergunningstraject is nog geen zekerheid over het verkrijgen van de vergunning en daarmee het mogen uitvoeren van het project: een ontwikkelaar moet in gemiddeld 3 jaar tijd €26 miljoen investeren zonder garantie op het kunnen ontwikkelen van een OWP. Vanuit dit opzicht zijn de uitgaven en risico's een barrière voor ontwikkelaars en kan een stroomlijning van het proces voordelen hebben. Het risico is dus als materieel te beschouwen.

Figuur 5: Verdeling van totale uitgaven van een OWP van 400 MW



Bron: PwC Analyse op basis van documentatie en expert interviews

3.2.4. Ontwerprisico

Het ontwerprisico betreft het risico dat in het ontwerp onvoldoende geoptimaliseerd is voor de bouw en/of exploitatie. Een voorbeeld is wanneer een aannemer een OWP ontwerpt en bouwt met turbines waar de exploitant geen ervaring mee heeft. Risico is dat de exploitatie-inkomsten en/of –uitgaven respectievelijk lager en hoger zijn dan verwacht in de prognoses.

Op het gebied van het ontwerprisico zijn verscheidene studies gedaan in andere infrastructurele sectoren. In met name de wegenbouw is gekeken naar verschillende contractvormen als Design & construct (D&C) contracten versus de integrale Design Build Finance & Maintain (DBFM) contracten waarbij wordt gezocht naar life cycle optimalisaties.

Uit studies van de UK National Audit Office en de University of Melbourne uit 2009 en 2008 respectievelijk, blijkt dat in de infrastructuursector de uitgaven tussen de 5% en 10% van de totale uitgaven (bouw en exploitatie) hoger kunnen liggen wanneer er niet wordt geoptimaliseerd. Dit is daarmee een aanzienlijk risico en kan als materieel risico worden beschouwd.

3.2.5. Bouwrisico's

Gedurende de bouw zijn er verscheidene risico's die kunnen leiden tot vertraging en kostenoverschrijdingen in de bouw. Gezien de totale investering voor een OWP voor meer dan 50% bestaat uit CAPEX zijn deze risico's over het algemeen ook materieel. Onderstaand worden een viertal risico's behandeld die door de sector als belangrijk worden aangeduid:

1. Weersomstandigheden;
2. Schaarste in de supply chain;
3. Stijgende grondstofprijzen;
4. Interfacerisico.

3.2.5.1. Weersomstandigheden

Veranderlijke weersomstandigheden tijdens de bouw kunnen leiden tot vertraging en kostenoverschrijdingen. Het weer is slechts in beperkte mate voorspelbaar. Er dient rekening gehouden te worden met de volgende factoren:

- Er kan slechts gebouwd worden wanneer er drie aaneengesloten werkbare dagen zijn;
- Er zijn voornamelijk wettelijke beperkingen met betrekking tot het heien op zee. Er kan ongeveer de helft van het jaar geheel worden; en
- Schepen en personeel zijn kostbaar in de inhuur.

Wanneer door weersomstandigheden er niet gebouwd kan worden heeft dit een significante impact op de uitgaven. Het is weliswaar een factor waar de offshore industrie ervaring mee heeft, maar de beheersbaarheid is beperkt en de impact kan groot zijn. Een vertraging heeft immers impact op planningen, leidt tot hogere uitgaven doordat er sprake is van een lagere bezettingsgraad van het materieel en leidt tot hogere financieringslasten als gevolg van een latere start van de exploitatie. Eén van de ontwikkelingen om dit risico te verkleinen is dat windturbine producenten zo veel mogelijk hun windturbines op het land assembleren, waarna ze deze als geheel transporteren naar de offshore locatie. Dit risico is materieel te noemen.

3.2.5.2. Supply chain

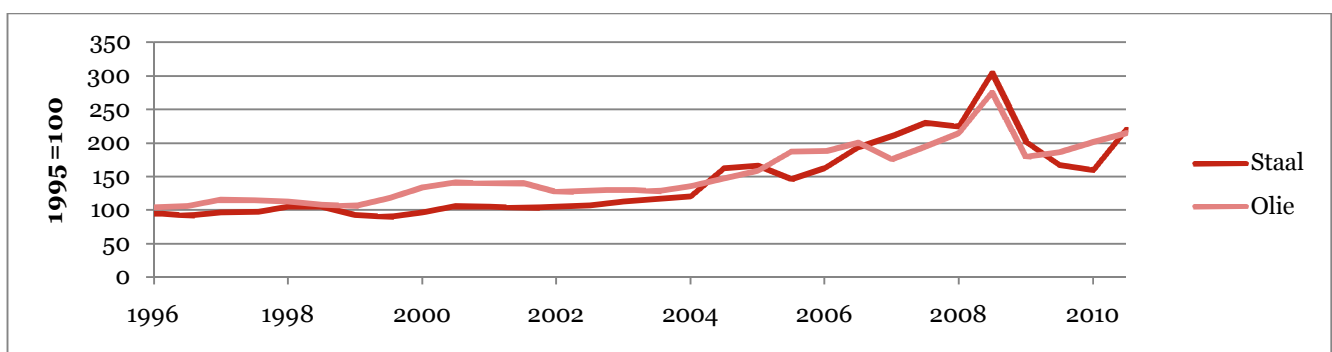
In paragraaf 3.1.2 is ingegaan op het risico dat de supply chain onvoldoende capaciteit beschikbaar heeft op de geplande momenten. Op dit moment gaat het met name over de capaciteit op het gebied van schepen, haventerreinen en gekwalificeerd personeel. Experts hebben in interviews aangegeven dat zij op de korte termijn ook een knelpunt zien ontstaan voor de levering van offshore substations.

Een niet goed functionerende supply chain zal in de bouwfase voornamelijk effect hebben op de constructieactiviteiten. Deze zijn met 12% van de totale uitgaven significant. Tevens zijn een groot aantal van de onderdelen van vitaal belang voor een OWP. De kans dat het risico optreedt, is aanzienlijk en het effect is moeilijk in te schatten. De sector geeft aan dat dit risico zeer materieel is.

3.2.5.3. Grondstofprijzen

Van de hardware onderdelen is een groot deel van de uitgaven (>50%) te herleiden tot grondstoffen (zie Figuur 5). Staal, olie en koper, grondstoffen met een grote volatiele prijs, zijn belangrijke voor de bouw van een OWP. Fluctuaties in de grondstofprijzen hebben aanzienlijke gevolgen voor de uitgaven aan de onderdelen wanneer deze niet afgedekt zijn. In onderstaande Figuur 6 zijn als voorbeeld de fluctuaties van de grondstofprijzen van staal en olie afgebeeld. Het risico is hierdoor als zeer materieel aan te duiden.

Figuur 6: Fluctuatie in grondstofprijzen in de afgelopen 15 jaar



Bron: CROW

3.2.6. Interfacierisico

In complexe projecten waarbij veel verschillende partijen betrokken zijn is de afstemming van activiteiten tussen verschillende partijen een risico. Fouten in opdrachtomschrijvingen, vertraging en/of onvolkomenheden in levering van de ene partij kunnen gevolgen hebben voor de activiteiten van de ander. Goed management op deze schakels is daarom van groot belang. Gebeurtenissen die de werking van deze schakels verstoren worden geormerkt als interfacierisico. Deze interfaces worden vastgelegd via contracten.

Er zijn twee vormen van contractmanagement:

- Multi-contracting; en
- EPC-contracting /turnkey contracting.

Multi-contracting

De ontwikkelaar coördineert het gehele project via losse bilaterale contracten met verscheidene aannemers, leveranciers en exploitanten. In de regel liggen de risico's bij de ontwikkelaar.

EPC-contracting / Turnkey contracting

In EPC-contracting (Engineering, Procurement, Construction) sluit een ontwikkelaar één contract af met een partij (of consortium). Deze partij neemt de verantwoordelijkheid op zich van het ontwerp en de bouw en sluit zelf contracten met onderaannemers af. De ontwikkelaar neemt hier een meer controlerende rol in. In de regel worden de ontwerp-, bouw en mogelijk exploitatierisico's overgedragen aan de gecontracteerde partij.

Vooralsnog worden de risico's in windenergie op zeeprojecten, met name in de bouwfase, als zeer groot beschouwd. Hierdoor is het vrijwel niet mogelijk om een OWP als een EPC-contract in de markt te zetten, zeker met de toename van de totale investeringssom bij het groter worden van de OWP'en. De meeste OWP'en worden daarom in meerdere losse contracten uitgezet (Multi-contracting), waarmee het interfacerisico bij de ontwikkelaar ligt. Omdat de ontwikkelaar een aanzienlijk risico heeft te managen is projectfinanciering moeilijk realiseerbaar. Er zijn wel enkele aannemers die een OWP op EPC basis hebben gerealiseerd of realiseren; o.a. Areva, Bard en Van Oord. Echter deze ontwikkelingen zijn of waren incidenteel of van beperkte omvang.

3.2.7. Technologie / onderhoudsrisico's

Onbeproeft technologieën, onvoorspelbare omstandigheden en de mogelijkheid van aanvaringen door schepen vormen een aanzienlijk risico voor een OWP. Naar de toekomst toe zullen de omstandigheden van een OWP veranderen: er wordt in steeds diepere wateren, grotere turbines geïnstalleerd. De huidige windturbines van maximaal 3,5 MW bouwen op dit moment een trackrecord op. De voortschrijdende technologie bieden kansen om de capaciteit en efficiëntie te vergroten. Echter zijn ze vaak ook onbeproeft en vormen daardoor een groot technologisch risico.

De onbekendheid van de technologie heeft tot gevolg dat er weinig zekerheid is over de benodigde onderhoudsinspanning tijdens de gehele levensduur. Daarnaast zijn de weerscondities een belangrijk invloed op de grootte van deze inspanning. De totale O&M uitgaven zijn ongeveer 25% van de totale uitgaven (Figuur 5). Exploitanten hebben door de tijd heen een beter beeld gekregen van het risico. Desalniettemin is het nog steeds aan te merken als een aanzienlijk risico, dat niet zal afnemen zo lang de omstandigheden (e.g. waterdiepte) en de technologie in hoog tempo blijven veranderen.

3.2.8. Exploitatierisico's

In de exploitatiefase zijn verscheidene risico's te onderscheiden welk door marktpartijen als materieel worden beschouwd. Het gaat hierbij om de volgende risico's:

- het volumerisico;
- prijrisico; en
- ontsluitingsrisico op het net.

3.2.8.1. Volumerisico

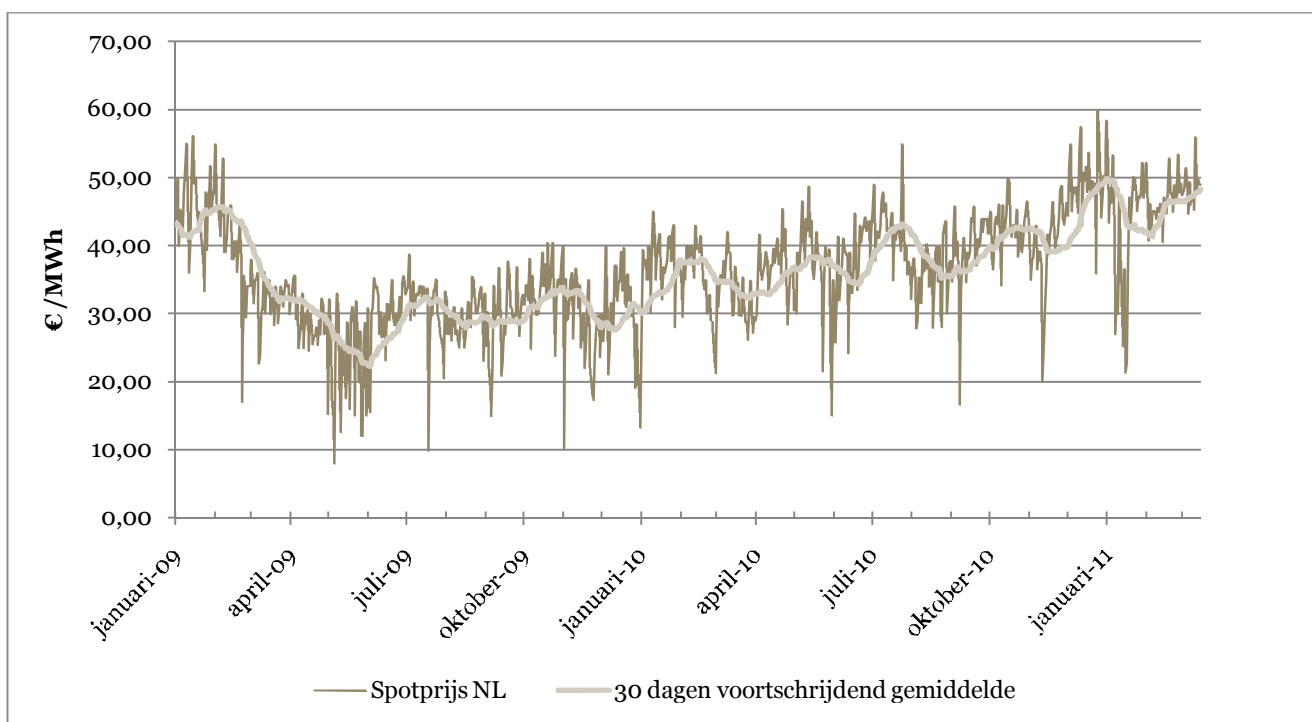
Het volumerisico is gerelateerd aan de onzekerheid van de windopbrengst voor een OWP. De gemiddelde belastingsgraad is afhankelijk van de weerscondities op de betreffende locatie. Echter er kunnen jaarlijkse verschillen ontstaan door veranderende klimaatpatronen. Door het doen van metingen in de preconstructiefase kan een deel van de onzekerheid worden weggenomen. Vooralsnog blijft het lastig om een goede inschatting te maken van de totale windopbrengst in een tijdsperiode van 20 jaar.

Aangezien OWP'en direct afhankelijk zijn van wind als energiebron is de impact van verminderde windomstandigheden aanzienlijk; elke verlaging van het aantal vollasturen betekent een directe vermindering van de commerciële inkomsten door verkoop van energie en resulteert daarmee in een lager rendement (het tegenovergestelde is overigens ook waar). Het is evident dat het volumerisico een materieel risico is.

3.2.8.2. Prijsrisico

Net als een exploitant van een traditionele elektriciteitscentrale is de exploitant van een OWP in eerste instantie voor haar inkomsten afhankelijk van de productie van het OWP (kWh) en de marktprijs van elektriciteit. Zoals in Figuur 7 is afgebeeld is het verloop van de elektriciteitsprijs zeer volatiel en daarmee moeilijk correct te voorspellen. In de huidige SDE-systematiek wordt de inkomsten uit marktverkoppen aangevuld met subsidie tot het getenderde bedrag per kWh. Daarmee wordt het risico dat een exploitant loopt met betrekking tot de prijs vrijwel geheel opgevangen. Andere maatregelen, zoals veelal gebruikt in het buitenland, laten het prijsrisico in meerder mate bij de markt liggen. Het is een materieel risico dat, als het niet goed verzekerd wordt, grote gevolgen heeft voor de inkomsten uit een OWP.

Figuur 7: NL – Marktprijs, wekelijks voortschrijdend gemiddelde



Bron: APEX-ENDEX, Bloomberg 2010

3.2.8.3. Ontsluitingsrisico

Wanneer een OWP niet op tijd aangesloten is en/of tijdelijk wordt afgesloten leidt dit tot ontsluitingsproblemen. De exploitatievergunning houdt geen rekening met vertragingen, wat betekent dat de ontwikkelaar daardoor inkomsten uit ontsluiting van elektriciteit misloopt. In het kader van de Crown Estate Round 3 heeft BVG Associates een studie gedaan naar knelpunten in de supply chain. Daarin werd geconcludeerd dat de productie en levering van offshore transmissiekabels (de aansluiting) een knelpunt vormen. Er zijn weinig producenten in staat kabels te leveren en aan te leggen. Daarnaast is er een hoog risico dat de kabel beschadigt tijdens de aanleg en of exploitatie. Reparaties zijn kostbaar en tijdrovend.

De kans dat een aansluiting niet tijdig aanwezig is of een storing kent, is moeilijk in te schatten. Daarnaast is het risico wanneer het optreedt in beperkte mate beheersbaar. De impact van een dergelijke gebeurtenis is groot omdat daarmee direct de inkomsten uit productie in gevaar komen. Het is daarom een materieel risico.

3.2.9. Restwaarderisico

Na het verlopen van de exploitatievergunning is de ontwikkelaar in vrijwel alle landen verplicht het OWP op te ruimen. De ontwikkelaar loopt hier het risico dat het ontmantelen meer tijd kost en/of de uitgaven hoger uitvallen dan verwacht. Echter de uitgaven zijn in verhouding zeer beperkt in verhouding met de totale uitgaven van een OWP (ca. 1-3%). Daar komt bovenop dat een deel of zelfs het geheel van de uitgaven gecompenseerd kan worden door de inkomsten uit verkoop van de onderdelen (restwaarde). Ten derde is de impact op de andere activiteiten in het project gering. Hierom wordt het risico niet gezien als een materieel risico in het risicoprofiel van een OWP.

3.3. Samenvatting van de materiële risico's

Onderzoeksvraag A richtte zich op het identificeren van de materiële risico's in een OWP ontwikkeling. In voorgaande paragrafen is ingezoomd op de verscheidene risico's in een OWP, met als startpunt de knelpunten die de sector constateert. De individuele risico's zijn hieronder samengevat in de materiële risico's die zich per fase voordoen, zie Tabel 3.

Tabel 3: Overzicht van materiële OWP risico's

Vorbereiding	Bouw	Exploitatie	Opruiming
<ul style="list-style-type: none">• Vergunningenrisico• Ontwerprisico• Prijsrisico (vanaf biedingsmoment)	<ul style="list-style-type: none">• Supply chain risico• Bouwrisico bij slechtweer• Prijsrisico stijgende grondstofprijzen	<ul style="list-style-type: none">• Technologie/ O&M risico's• Volumerisico• Prijsrisico• Ontsluitingsrisico	-

Bron: PwC analyse, expert interviews

Deze risicoset zal in het vervolg van het onderzoek als basis gebruikt worden als kader voor de analyse van de verschillen tussen de modellen.

4. Beschrijving van de PPS-modellen

Dit hoofdstuk richt zich op de beantwoording van vraag B:

“Geef per model inzicht in de verdeling van de in subvraag ‘A.’ vermelde risico’s tussen marktpartijen en rijksoverheid”.

De hoofdlijnen van de modellen zijn aangereikt door de opdrachtgever. In dit hoofdstuk worden de modellen verder uitgewerkt en wordt per model ingegaan op de activiteiten- en risicoverdeling tussen de overheid en de markt.

4.1. Een korte introductie van de zes modellen

In onderstaande tabel worden de modellen kort beschreven. In de volgende paragrafen volgt per model een verdere uitwerking.

Model	Modellen	Kenmerk van het model
Basis-model	SDE-model	In het basismodel ontwikkelt de markt het OWP volledig zelfstandig. De overheid levert een bijdrage in de vorm van subsidie ter dekking van de onrendabele top. De subsidie wordt middels een aanbesteding (of tender) toegekend aan de daarvoor in aanmerking komende OWP. De SDE-bijdrage geldt voor een periode van 15 jaar.
Model 1	SDE-variant 1	SDE-variant 1 heeft als vertrekpunt het basis SDE-model. Dit model onderscheidt zich doordat na de oplevering van het OWP een herberekening plaatsvindt van de subsidie. De herberekening vindt plaats op basis van een beperkt aantal factoren. Concreet betekent dit dat de overheid tijdens de bouwfase een aantal risico's (bv. grondstofprijzen, niet-werkbare dagen) overneemt van de markt.
Model 2	SDE-variant 2	SDE-variant 2 heeft als vertrekpunt het SDE-variant 1 model. Dit model onderscheidt zich doordat de omvang van de concessie wordt verhoogd van 400 MW naar 1200 MW. Deze 1200 MW wordt in drie fasen gerealiseerd en na elke oplevering van 400 MW wordt de subsidie voor dat deel van het OWP vastgesteld.
Model 3	DBFMO	De overheid gaat een contract aan voor ontwerp, bouw, financiering, onderhoud en exploitatie van een OWP. De overheid betaalt daarvoor een vergoeding op basis van de geleverde output. De vergoedingen worden betaald gedurende een periode van 15 jaar.
Model 4	Eigendomsoverdracht	De overheid gaat eerst een contract aan voor ontwerp en bouw van een OWP. Na oplevering van het OWP wordt deze verkocht aan een exploitant. Na de verkoop wordt geen verdere financiële bijdrage door de overheid geleverd.
Model 5	Participatiemodel	De overheid en de ontwikkelaar zijn partners in voorbereidingsfase (delen uitgaven en risico's). De overheid stelt tijdens de bouwfase eigenvermogen ter beschikking. Na twee jaar exploitatie trekt de overheid zich terug. De SDE-bijdrage geldt voor een periode van 15 jaar per OWP.

Bron: Begeleidingscommissie PPC Windenergie op zee

4.2. Referentiemodel: SDE-model

4.2.1. Beschrijving van het SDE-model

In het basismodel ontwikkelt de markt het OWP volledig zelfstandig. De overheid levert een bijdrage in de vorm van subsidie ter dekking van de onrendabele top. Subsidie wordt middels een aanbesteding toegekend aan de daarvoor in aanmerking komende OWP'en. De SDE-bijdrage geldt voor een periode van 15 jaar. Het model komt overeen met het model zoals toegepast werd in ronde 2 van de SDE. Voorgenomen wijzigingen voor een ronde 3 zijn niet meegenomen.

Eerst wordt er door de overheid vastgesteld hoeveel SDE-budget er voor de betreffende ronde maximaal beschikbaar is. Vervolgens vindt tijdens een aanbesteding op basis van het laagste tender bedrag de selectie plaats voor welke partij een SDE-budget gereserveerd wordt. Deze wordt vastgesteld in termen van Euro's overheidsbijdrage per kilowattuur (kWh) voor de door de overheid geselecteerde locaties. Het tenderbedrag geldt tevens als maximum subsidiebedrag voor de betreffende partij. Er worden zoveel OWP'en geselecteerd als past binnen het beschikbare budget.

Ter zekerheid van nakoming wordt door de biedende partijen een bankgarantie afgeven, welke vervalt op het moment dat wordt voldaan aan de eisen uit de uitvoeringsovereenkomst. Bij de ontwikkeling zijn alle risico's in voorbereiding, bouw, exploitatie en opruiming voor rekening van de marktpartij.

Marktpartijen zullen van nature proberen hun uitgaven te verlagen om zo hun marge te verhogen. Het uitgekeerde subsidiebedrag is immers niet afhankelijk is van de werkelijk gemaakte uitgaven. Daarmee stimuleert deze systematiek de efficiency en innovatie. De overheid profiteert niet direct mee van lagere uitgaven. Afhankelijk van het subsidie-uitgifte tempo zal een marktpartij bij de bieding op een daarop volgend OWP de uitgavenverlaging kunnen omzetten in een lagere bieding.

De SDE-subsidie heeft de vorm van een periodieke betaling afhankelijk van geleverde output (kWh) en de werkelijke marktprijs (onder voorwaarde van het maximum subsidiebedrag). In effect neemt de overheid hiermee tevens het (energie)prijsrisico over gedurende de subsidie periode. Het volume risico is een gedeeld risico daar de overheid een deel van het risico compenseert door reeds bij 80% van de vollasturen het volledige SDE bedrag uit te keren. Uitgangspunt is dat de SDE-betaling begint wanneer het OWP operationeel is en dan 15 jaar duurt.

4.2.2. Risicoverdeling in het SDE-model

De risicoverdeling in dit model is weergegeven in onderstaand overzicht.

Tabel 4: Risicoverdeling in het SDE-model

Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie			
	Vergunningrisico	Ontwerprisico	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandigheden/bouw	Interfacierisico	Technologie O&M Risico	Volume risico	Prijsrisico	Ontsluitingsrisico
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	◐	◐	●

- = Volledig risico markt
- = Volledig risico overheid
- ◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

De overheid draagt in dit model het prijsrisico van fluctuaties in de elektriciteitsprijs. Dit risico is gemaximeerd door het hanteren van een maximale productie en een maximaal subsidiebedrag per kWh. Dit maximale subsidiebedrag per kWh wordt vastgesteld op basis van een bovengrens, bepaald door de bieding van een marktpartij gecorrigeerd voor afstand. En een ondergrens, welk van te voren is vastgelegd door de overheid.

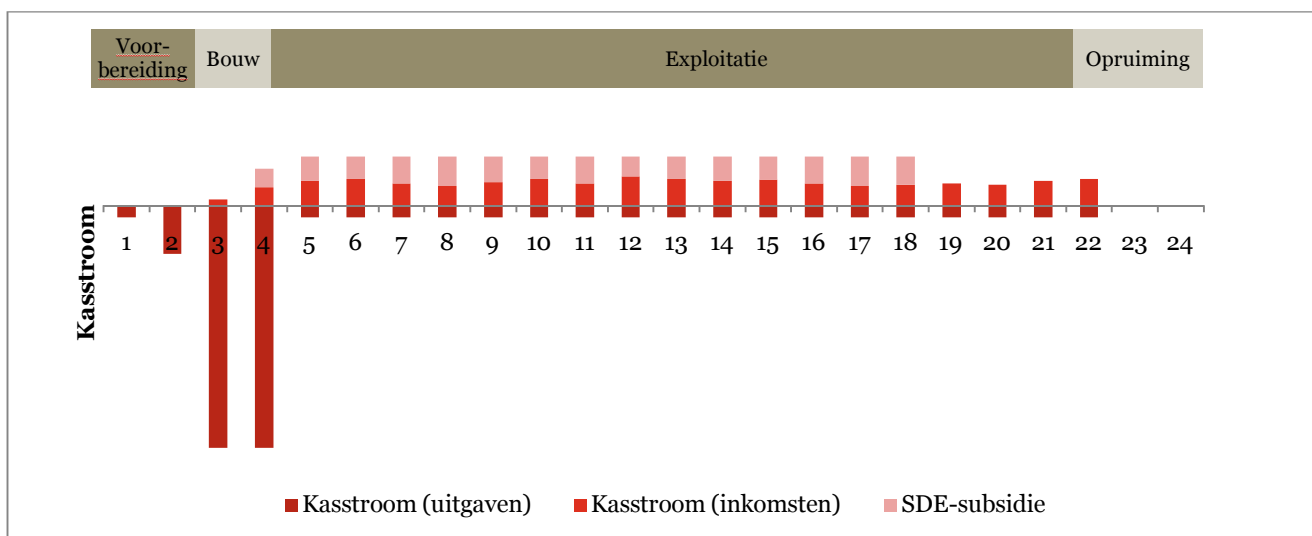
Bij een stijging van de elektriciteitsprijs profiteert de overheid in de vorm van een meevaller. Immers het verschil tussen de bieding en de marktprijs wordt kleiner, wat betekent dat zij minder SDE-subsidie hoeft te verstrekken aan de marktpartij. Bij een daling van de elektriciteitsprijs neemt het SDE-bedrag toe (tot maximaal het uiterste subsidiebedrag). De gevolgen van een daling van de elektriciteitsprijs verder dan de prijs waarbij het maximale subsidiebedrag wordt verkregen zijn voor rekening van de marktpartij. Daarmee is het prijsrisico een gedeeld risico.

Het volume risico is in dit model tevens een gedeeld risico. Een lager dan verwacht geproduceerd volume resulteert voor de markt partij in minder inkomsten uit de commerciële verkoop van de elektriciteit. Binnen een bandbreedte van 20% compenseert de overheid de marktpartij voor lagere productie gedeeltelijk door nog steeds de volledige 100% van het SDE bedrag uit te keren.

4.2.3. Kasstroopatroom in het SDE-model

De kasstromen van het referentie-OWP (zonder overheidsbijdrage) zijn schematisch weergegeven in Figuur 8 hieronder. De overheidsbijdrage is verspreid over 15 jaar en vormt een aanvulling op de inkomsten van de marktpartij.

Figuur 8: Kasstroom overzicht SDE-model gezien vanuit de opdrachtnemer (per OWP van 400 MW)



Bron: PwC analyse

4.3. Model 1: SDE-variant 1

4.3.1. Beschrijving van het model SDE-variant 1

SDE-variant 1 heeft als vertrekpunt het basis SDE-model. De overheid levert een bijdrage in de vorm van subsidie ter dekking van de onrendabele top. Subsidie wordt middels een aanbesteding toegekend aan de daarvoor in aanmerking komende OWP'en. De SDE-bijdrage geldt voor een periode van 15 jaar.

Dit model onderscheidt zich doordat de overheid tijdens de bouwfase een aantal risico's overneemt van de marktpartij. Marktpartijen nemen in het huidige SDE-model in hun bieding een premie op ter dekking van de bouwrisico's. Het doel van dit model is om zoveel mogelijk de werkelijke uitgaven te vergoeden. Dat kan door een herberekening van de subsidie na het gereedkomen van het OWP. Bij de uitwerking van dit principe ontstaat het probleem dat je wel bij gunning een prijs nodig hebt om de biedingen van verschillende partijen te kunnen vergelijken. Die prijs kan niet na de realisatie van het OWP onbeperkt aangepast worden. Vooraf zal

voor alle partijen duidelijk moeten zijn welke spelregels gelden bij het aanpassen van de prijs. In de uitwerking van dit model is gekozen voor een systematiek waarbij de bieding aangepast mag worden als gevolg van objectief vaststelbare wijzigingen van belangrijke uitgavenbepalende factoren. In deze studie is daarbij op aangeven van de literatuur en gesprekspartners onderzocht of en hoe dit principe toegepast kan worden op fluctuaties in de staalprijs, de olieprijs en het weer. Alle drie hebben ze een grote invloed op de uitgaven en kennen ze een belangrijke mate van onzekerheid. Getracht is om indicatoren te vinden die objectief meetbaar zijn en die een grote correlatie kennen met de hoogte van de uitgaven. Voor de staal- en olieprijs is daartoe gezocht naar bruikbare prijsindices. In Bijlage C.4 is een overzicht opgenomen van indices die relevant zijn voor off-shore windprojecten. Voor de weersomstandigheden is gekozen voor de windkracht als een belangrijke indicator van het aantal werkbare dagen op zee. Het principe is om de gegadigden bij de bieding een model te laten inleveren waarbij zij aangeven welke relatie er ligt tussen deze indicatoren en het door hun aangeboden uitgavenniveau. Met behulp van dit model kan dan na het gereedkomen van het OWP de bieding worden aangepast op basis van de werkelijke ontwikkeling van de index. Deze methodiek komt sterk overeen met het toepassen van indexeringsregelingen zoals die ook gebruikt worden in de infrastructuur. Het risicoprofiel van de overheid kan worden beperkt door het hanteren van bijvoorbeeld het maximum SDE-bedrag zoals vastgesteld in de regeling SDE (ca. €0,18/kWh).

4.3.2. Risicoverdeling in het model SDE-variant 1

De risicoverdeling in dit model is weergegeven in onderstaand overzicht. Ten opzichte van het SDE-model wordt nu een deel van de bouwrisico's gedeeld. Het betreft een gedeeld risico omdat ook hier het risico voor de overheid is gemaximeerd en omdat het gebruik van de indicatoren leidt tot een benadering van de werkelijke uitgaven.

Tabel 5: Risicoverdeling in het SDE-variant 1 model

Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie				
	Vergunningsrisico	Ontwerprisico	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandighedenbouw	Interface- risico	Technologie O&M risico	Volume risico	Prijrisico	Ontsluitingsrisico	
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	●	○	○	●
SDE-1	●	●	●	◐	◐	●	●	●	◐	◐	●

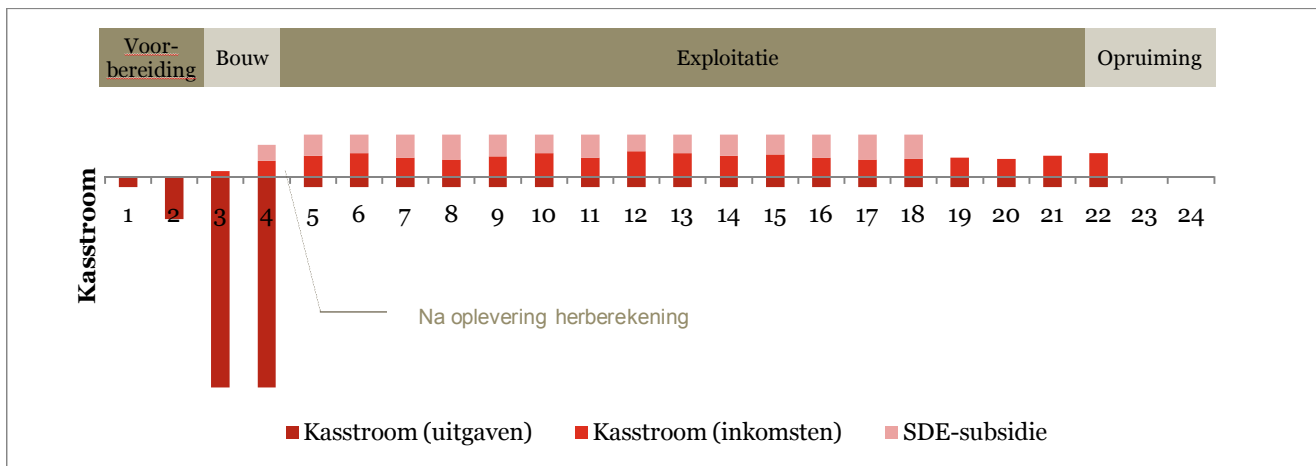
- = Volledig risico markt
- = Volledig risico overheid
- ◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

4.3.3. Kasstroompatroon in het model SDE-variant 1

De kasstromen van het SDE-variant 1 model zijn schematisch weergegeven in

Figuur 9, hieronder. In feite verandert het patroon niet ten opzichte van het SDE-model. De bijdrage van de overheid start nog steeds na het gereed komen van het OWP. In hoofdstuk 4 zal ingegaan worden op de vraag of deze andere risicoverdeling ook leidt tot een andere hoogte van kasstromen.

Figuur 9: Kasstroom overzicht SDE-variant 1 gezien vanuit de opdrachtnemer (per OWP van 400 MW)



Bron: PwC analyse

4.4. Model 2: SDE-variant 2

4.4.1. Beschrijving van het model SDE-variant 2

SDE-Variant 2 heeft als vertrekpunt het SDE-variant 1 model. De overheid levert een bijdrage in de vorm van subsidie ter dekking van de onrendabele top. De subsidie wordt middels een aanbesteding toegekend aan de daarvoor in aanmerking komende OWP'en. De bijdrage geldt voor een periode van 15 jaar.

Dit model onderscheidt zich doordat de omvang van de concessie wordt verhoogd van 400 MW naar 1200 MW (i.e. drie OWP'en van elk 400 MW die gefaseerd door dezelfde partij worden gerealiseerd). Voor elk individueel OWP van 400 MW wordt na realisatie de voor dat OWP geldende hoogte van de SDE-beschikking definitief vastgesteld.

De veronderstelling is dat een geselecteerde partij voordelen heeft bij een gefaseerde realisatie van een grotere concessie. Dit bestaat uit het efficiënter in kunnen zetten van benodigde productie middelen (schaalvoordelen) en het leereffect.

De SDE-bijdrage zal als één geheel voor een concessie van 1200 MW worden aanbesteed, waarbij gekozen wordt voor de laagste bieding in €/kWh. Ten tijde van de beschikking van de SDE worden voor alle fases globale afspraken gemaakt, die aan het begin van elke fase concreet worden ingevuld. Dat betekent dat de definitieve prijs voor de volgende fasen vastgesteld wordt zonder concurrentie. Dit vraagt om goede afspraken bij gunning over de wijze waarop de subsidies van fase 2 en 3 worden vastgesteld. Er zou gewerkt kunnen worden met een afspraak over een minimale kostendaling die zichtbaar moet worden bij fase 2 en 3. Deze minimale kostendaling zou de bieder dan zelf moeten aangeven bij de bieding op fase 1 en wordt meegenomen in de gunning.

4.4.2. Risicoverdeling in het model SDE-variant 2

De risicoverdeling in dit model wijkt niet af van de risicoverdeling in het SDE 1-model. Net als in het SDE 1-model worden de bouwrisico's met betrekking tot fluctuerende grondstofprijzen en weersomstandigheden voor een bepaald deel gedeeld.

Tabel 6: Risicoverdeling in het SDE-variant 2 model

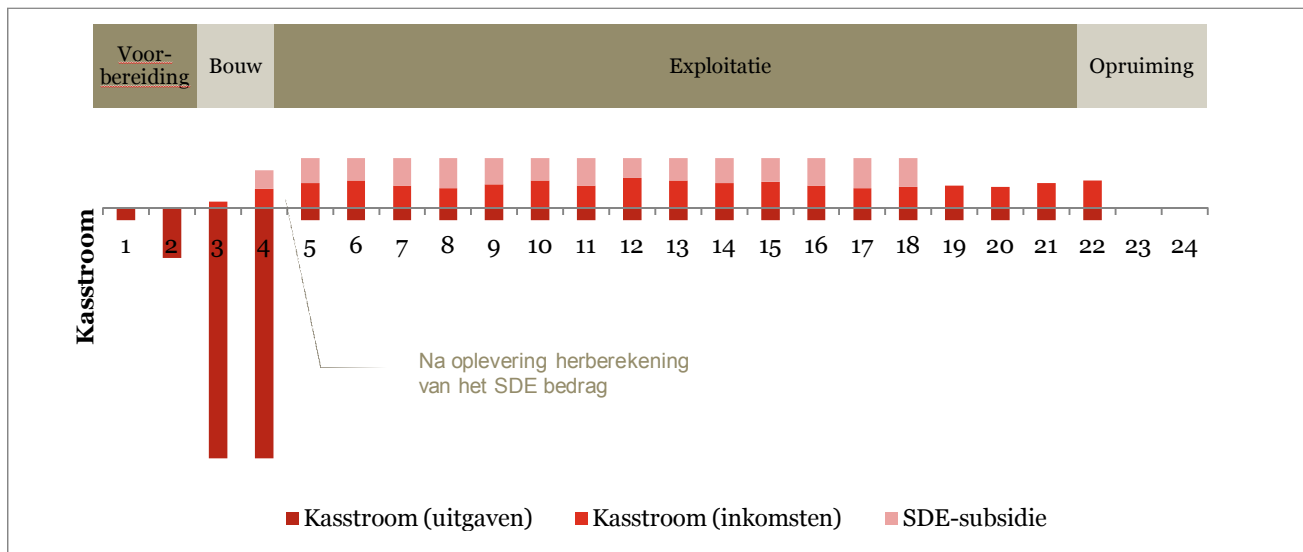
Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie				
	Vergunningsrisico	Ontwerprisico	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandigheden bouw	Interfaceriesico	Technologie O&M risico	Volume risico	Prijrisico	Ontsluitingsrisico	
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	●	◐	◐	●
SDE 2	●	●	●	◐	◐	●	●	●	◐	◐	●

- = Volledig risico markt
- = Volledig risico overheid
- ◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

4.4.3. Kasstroompatroon in het model SDE-variant 2

De kasstromen van het SDE-variant 2 model zijn voor één fase schematisch weergegeven in Figuur 10. Dit patroon wordt herhaald voor drie OWP'en, waarbij de bouwfasen elkaar snel opvolgen. De eventuele schaalvoordelen moeten zichtbaar worden in de hoogte van de kasstromen.

Figuur 10: Kasstroom overzicht SDE-Variant 2 gezien vanuit de opdrachtnemer (per OWP van 400 MW)



Bron: PwC analyse

4.5. Model 3: DBFMO

4.5.1. Beschrijving van het model DBFMO

De visie van dit kabinet is om te investeren in de kracht van Nederland met een scherp oog op de overheidsfinanciën. Het kabinet ziet het DBFM(O) model als een belangrijk middel om hieraan een stevige bijdrage te leveren. Dit wordt in de visie van het kabinet¹ als volgt verwoord: “DBFM(O) combineert de krachten van bedrijfsleven en van de overheid. DBFM(O) geeft het bedrijfsleven ruimte voor innovatie en optimalisatie binnen de opdracht die de overheid geeft. De overheid kan zich concentreren op haar kerntaken. Dit leidt ertoe dat efficiënter met het geld van de belastingbetaler wordt omgegaan en de dienstverlening aan de burger

¹ Kabinetvisie, 8 maart 2011

verbetert. De behaalde resultaten van DBFM(O) zijn goed. In vergelijking met traditionele uitvoering hebben DBFM(O) projecten tot nu toe meerwaardes opgeleverd van 10 á 15%. DBFM(O) projecten worden op tijd en binnen budget opgeleverd”.

In dit onderzoek wordt het DBFMO-model als volgt uitgewerkt voor de aanleg en exploitatie van een OWP: met de DBFMO-overeenkomst gaat de overheid een contract aan voor ontwerp, bouw, financiering, onderhoud en exploitatie van een OWP. De overheid definieert de gewenste output in termen van productie van elektriciteit die op het net geleverd moet worden. Marktpartijen worden in de aanbesteding gevraagd om een schatting te maken tegen welke vergoeding zij de productie kunnen leveren.

De overheid betaalt een vaste vergoeding per eenheid, waarbij de vergoeding gemaximeerd is voor de gevraagde output. Als de output lager ligt wordt de vergoeding in principe ook lager maar er wordt een vergelijkbare bescherming geboden voor het volume risico als bij de huidige SDE-regeling. Er kan in dit model voor gekozen worden voor een andere vergoedingsystematiek waarbij bijvoorbeeld de vergoeding wordt gesplitst in een vast deel (o.b.v. beschikbaarheid) en een variabel deel (o.b.v. levering op het net). De duur van de overeenkomst is gelijk aan de bouwperiode plus een exploitatieperiode van 15 jaar (conform de duur van de SDE-subsidie in de andere modellen).

In dit model voert de overheid de voorbereidende activiteiten uit. Dit betreft o.a. de selectie van de locatie en het uitvoeren van de initiële MER-onderzoeken. De vergunning zelf dient aangevraagd te worden door de partij die het OWP ook gaat realiseren. De overheid voert echter vrijwel alle voorbereidende werkzaamheden uit, zodat de kaders duidelijk zijn waarbinnen de vergunning wordt verleend en de aanvraag zelf zo snel mogelijk kan worden afgehandeld. De voorbereidende activiteiten en risico's ten aanzien van het vergunningetraject worden daarmee vrijwel geheel door de overheid gedragen. Het contract en het bijbehorende functioneel programma van eisen worden opgesteld en aanbesteed per geselecteerde locatie. Bij het opstellen van de eisen wordt, conform de principes van een DBFMO-contract, zoveel mogelijk vrijheid gegeven aan de markt. Daarmee zal de concurrentie tijdens de aanbesteding plaatsvinden op een meer gelijkwaardig speelveld dan wanneer locatiekeuze onderdeel is van de bieding (zoals dat het geval is bij de SDE-modellen).

Het DBFMO-contract wordt aanbesteed op basis van prijs- en kwaliteitscriteria. Met een dergelijk contract koopt de overheid een bepaalde prestatie in van de markt. Daarmee verandert ook de verhouding tussen de overheid en de marktpartij. In dit geval is er duidelijk sprake van een relatie tussen opdrachtgever en opdrachtnemer. In dit model kan de overheid sturen op de tijd en de omvang van de gewenste ontwikkeling. Het betalingsmechanisme is zo opgebouwd dat de prestatievergoeding die de overheid betaalt voor de geleverde output voldoende is om alle uitgaven van de marktpartij te dekken. Er is geen sprake van een aanvullende SDE-subsidie.

4.5.2. Risicoverdeling in het model DBFMO

De risicoverdeling in dit model is weergegeven in onderstaand overzicht. Ten opzichte van het SDE-model wordt nu het voorbereidingsrisico in belangrijke mate overgenomen door de overheid. De overheid heeft immers de locatie uitgezocht en een vergunning voorbereid. Daarmee neemt zij ook een ontwerp op hoofdlijnen voor haar rekening omdat dit ontwerp nodig is voor het vaststellen van de vergunningskaders en voor het formuleren van de outputspecificaties van het DBFMO-contract. Door de outputspecificaties op hoofdlijnen te houden kan de markt zo veel mogelijk vrijheid worden geboden.

Voor het overige lijkt de risicoverdeling sterk op de risicoverdeling van het SDE-model. In dit model koopt de overheid elektriciteit van de DBFMO exploitant in tegen een vaste prijs per eenheid en verkoopt deze zelf aan het net tegen de variabele marktprijs. De overheid loopt daarmee het prijsrisico.

Tabel 7: Risicoverdeling in het DBFMO-model

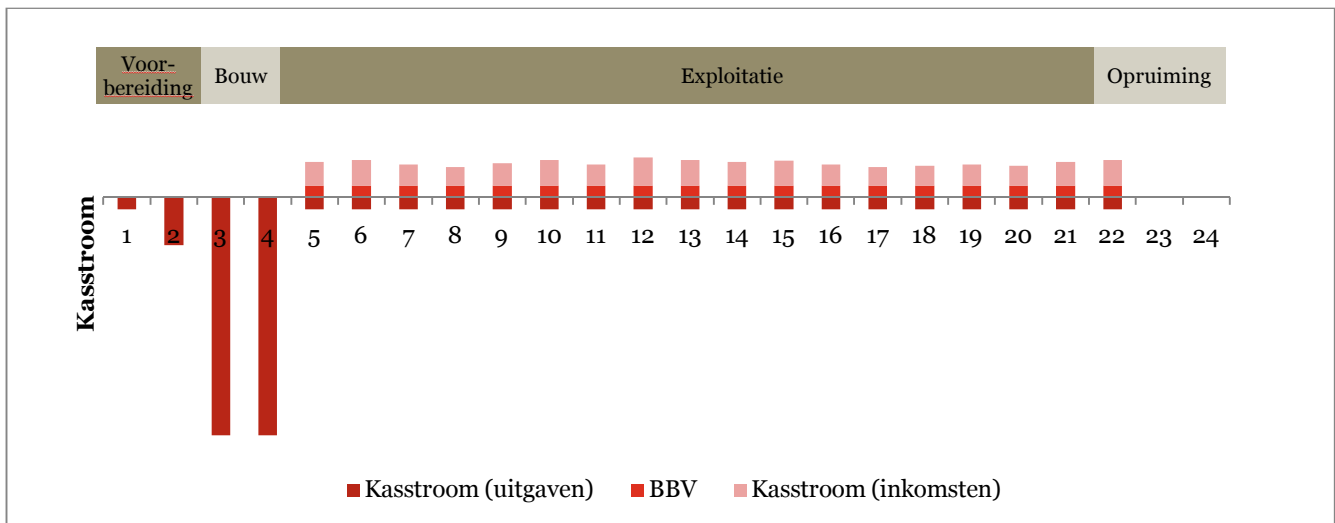
Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie				
	Vergunningsrisico	Ontwerprisico	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandigheden bouw	Interfaceriesico	Technologie O&M risico	Volume risico	Prijrisico	Ontsluitingsrisico	
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	●	◐	◐	●
DBFMO	○	●	●	●	●	●	●	●	◐	○	●

- = Volledig risico markt
- = Volledig risico overheid
- ◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

4.5.3. Kasstroompatroon in het model DBFMO

De kasstromen van het DBFMO-model zijn schematisch weergegeven in Figuur 11. Aangezien het model uitgaat van een vergoeding die afhankelijk is van de productie gedurende de exploitatiefase, verschilt deze in termen van kasstroompatroon niet van het SDE-model.

Figuur 11: Kasstroom overzicht DBFMO gezien vanuit de opdrachtnemer (per OWP van 400 MW)



Bron: PwC analyse

4.6. Model 4: Eigendomsoverdracht

4.6.1. Beschrijving van het Eigendomsoverdracht model

Hoofdgedachte van dit model is dat de overheid de bouw- en ontwikkelingsrisico's overneemt door zelf het initiatief te nemen in de aanleg van een OWP. In het Eigendomsoverdrachtmodel gaat de overheid eerst een D&C-contract aan voor ontwerp en bouw van het OWP. Na oplevering van het OWP wordt deze verkocht aan een exploitant. Na de verkoop wordt geen verdere financiële bijdrage door de overheid betaald. De concessieduur is overeenkomstig met de andere modellen gesteld op 20 jaar.

In dit model voert de overheid de activiteiten uit voor selectie van de locatie, het aanvragen van de vergunning en doet de initiële MER-onderzoeken. De bijbehorende risico's worden daarmee door de overheid gedragen.

Het D&C-contract en het bijbehorende programma van eisen worden door de overheid per geselecteerde locatie opgesteld en aanbesteed. Uitgangspunt is dat de constructiemaatschappij het bouwrisico draagt door garanties af te geven voor het OWP met een looptijd van ca. 10 jaar. Daarnaast zal de constructiemaatschappij een uitgebreid technisch dossier aanleggen ten behoeve van de overdracht aan de exploitant.

Zodra het OWP enige tijd volledig operationeel is, komt het in aanmerking voor verkoop aan een exploitant. Op dat moment is er een track record van het OWP aanwezig en zijn de belangrijkste risico's uit de bouwfase achter de rug. Op basis van het track record en de technische documentatie wordt in een tender aan marktpartijen gevraagd een bod uit te brengen op het OWP.

Na gunning van de tender zal de eigendom volledig worden overgedragen aan de marktpartij. Na overdracht OWP komt de exploitant niet meer in aanmerking voor verdere overheidsbijdrage. Daarmee zijn het volume- en prijsrisico volledig voor rekening van de exploitant.

4.6.2. Risicoverdeling in het Eigendomsoverdracht model

De risicoverdeling in dit model is weergegeven in onderstaand overzicht. Ten opzichte van het SDE-model wordt nu het voorbereidingsrisico en het bouwrisico overgenomen door de overheid. De overheid zal dit risico slechts voor een deel kunnen overdragen aan de partijen die het OWP moeten realiseren. Een volledig turnkey contract is immers in de huidige markt niet te realiseren. Na de bouwfase verkoopt de overheid het OWP op enig moment aan de markt. De prijs die daarvoor ontvangen wordt zal afhankelijk zijn van de prestaties van het OWP, maar ook van de marktverwachtingen op dat moment. Na de verkoop zal de markt het volume- en prijsrisico dragen. Dat is een risico, maar het biedt ook de mogelijkheid tot een upward potential bij stijgende energieprijzen.

Tabel 8: Risicoverdeling in het Eigendomsoverdracht

Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie				
	Vergunningsrisico	Ontwerprisico	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandighedenbouw	Interface- risico	Technologie O&M risico	Volume risico	Prijsrisico	Ontsluitingsrisico	
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	●	◐	◐	●
EO	○	○	○	○	○	○	●	●	●	●	●

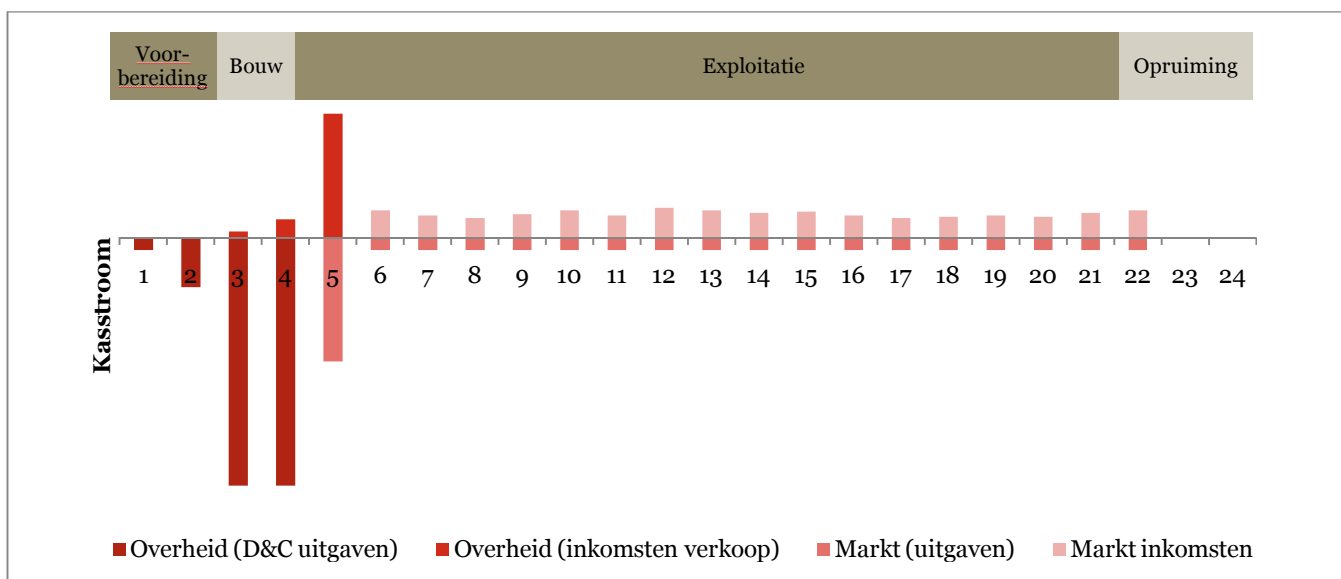
- = Volledig risico markt
- = Volledig risico overheid
- ◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

4.6.3. Kasstroompatroon in het Eigendomsoverdrachtmodel

De kasstromen van het Eigendomsoverdracht model zijn schematisch weergegeven in Figuur 12 hieronder. In dit model is duidelijk dat de overheidsuitgaven nu een heel ander patroon kennen. In tegenstelling tot de andere modellen bekostigt de overheid de volledige aanleg van het OWP in de eerste vier jaar, waarna in jaar vijf een deel van de investeringen wordt terug verdiend door het park aan een marktpartij te verkopen. Het verschil tussen investering en de verkoopprijs bepaalt in dit geval de hoogte van de subsidie.

Ten opzichte van de andere modellen vallen de uitgaven van de overheid aan windenergie eerder in de tijd en zijn de uitgaven geconcentreerd in een beperkt aantal jaren. Dit heeft uiteraard consequenties voor de rijksbegroting die aan dit andere patroon aangepast zal moeten worden.

Figuur 12: Kasstroom overzicht EO gezien vanuit de opdrachtnemer (per OWP van 400 MW)



Bron: PwC analyse

4.7. Model 5: Participatiemodel

4.7.1. Beschrijving van het Participatiemodel

De overheid en de ontwikkelaar treden op als partners in de voorbereidingsfase. Uitgaven en risico's worden in deze fase gedeeld, het doel is om gezamenlijk een sluitende business case te ontwikkelen. Vervolgens stelt de overheid tijdens de bouwfase eigen vermogen ter beschikking. Na afronding van de bouw heeft de overheid de mogelijkheid haar aandeel in de participatie af te stoten, eventueel gecombineerd met een voorziene herfinanciering van het project. De overheid deelt mee in de uitgaven maar profiteert ook mee van eventuele winsten.

Het Participatiemodel kent een aanbestedingsprocedure die uit twee stappen bestaat. De eerste stap betreft een prequalificatie van geschikte marktpartijen op basis van bekwaamheid. Vervolgens wordt de geselecteerde partijen gevraagd een aantal plannen uit te werken (waaronder een financieel, technisch en juridisch plan). De overheid selecteert op basis van de uitgewerkte plannen een marktpartij als partner voor het OWP.

Het project komt in aanmerking voor een reguliere SDE-beschikking van 15 jaar. De hoogte van het SDE-bedrag wordt vastgesteld op basis van het financieel model dat als onderdeel van het financieel plan is opgesteld.

4.7.2. Risicoverdeling in het Participatiemodel

De risicoverdeling in dit model is weergegeven in onderstaand overzicht. Door de participatie met eigen vermogen deelt de overheid in feite alle risico's met de markt. Immers alle tegenvallers gaan ten kosten van het rendement op eigen vermogen. Echter de overheid deelt daarmee ook mee in de potentiële upside.

Tabel 9: Risicoverdeling in het Participatiemodel

Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie				
	Vergunningsrisico	Ontwerprisico	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandighedenbouw	Interfaceriesico	Technologie O&M risico	Volume risico	Prijrisico	Ontsluitingsrisico	
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	●	◐	◐	●
Participatie¹	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐

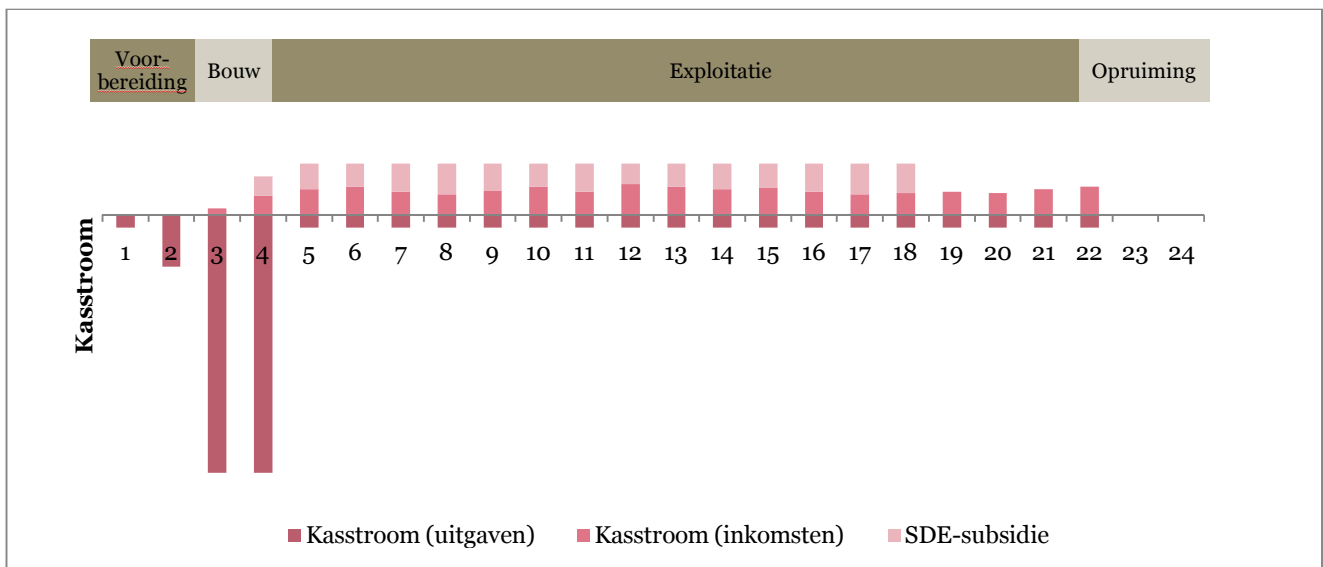
¹ De werkelijke risicoverdeling is afhankelijk van de uiteindelijk gekozen invulling van de participatie door de overheid en kan variëren per fase

- = Volledig risico markt
- = Volledig risico overheid
- ◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

4.7.3. Kasstroompatroon in het Participatiemodel

De kasstromen van het Participatiemodel zijn schematisch weergegeven in Figuur 13, hieronder. In feite is het kasstroompatroon niet anders dan bij het SDE-model. Er ontstaat alleen een separate financieringskasstroom voor de overheid bij het inbrengen van eigen vermogen en het later verkopen van dat aandeel.

Figuur 13: Kasstroom overzicht Participatie model gezien vanuit de opdrachtnemer (per OWP van 400 MW)



Bron: PwC analyse

4.8. Samenvatting van de risicoallocaties in de modellen

In het volgende overzicht zijn de risicoallocaties opgenomen zoals besproken in de voorgaande paragrafen.

Tabel 10: Overzicht van risicoallocatie in de modellen

Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie			
	Vergunningsrisico	Ontwerprisico	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandighedenbouw	Interfacerisico	Technologie O&M risico	Volume risico	Prijrisico	Ontsluitingsrisico ²
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	◐	◐	●
SDE 1	●	●	●	◐	◐	●	●	◐	◐	●
SDE 2	●	●	●	◐	◐	●	●	◐	◐	●
DBFMO	○	●	●	●	●	●	●	◐	○	●
EO	○	○	○	○	○	○	●	●	●	●
Participatie¹	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐	◐

¹ De werkelijke risicoverdeling is afhankelijk van de uiteindelijk gekozen invulling van de participatie door de overheid en kan variëren per fase

² In het standaardscenario wordt de ontsluiting geregeld door de private partij. In paragraaf 6.2.1 wordt het scenario beschouwd dat de overheid de ontsluiting voor haar risico neemt.

- = Volledig risico markt
- = Volledig risico overheid
- ◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

In het volgende hoofdstuk worden de verschillen tussen deze modellen ook gekwantificeerd.

5. *Kwantificeren van de verschillen tussen de modellen*

Dit hoofdstuk richt zich op de beantwoording van de drie deelvragen C1, C2 en C3:

1. *“Geef per basismodel inzicht in de netto contante waarde van de benodigde rijksoverheidsuitgaven. Hierbij, dienen de materiële risico’s die de overheid –gegeven het gekozen PPS-model- voor zijn rekening neemt, te worden meegenomen in de berekening van de discontovoet en/of de verwachte, cash flows”*
2. *“Naast inzicht in de netto contante waarde en de beprijzing van de risico's dient per basismodel ook inzicht te worden gegeven in de, verwachte jaarlijkse nominale cash flows”*
3. *“Ten slotte dient per basismodel ook inzicht te worden gegeven in de totale omvang van de uitgaven van windenergie op zee”.*

5.1. *Verschillen tussen modellen vertaald naar effect op kasstromen*

De gedefinieerde modellen verschillen in activiteiten- en risicoverdeling. Het uitgangspunt is dat de waardering van een risico gelijk is bij publiek en privaat, tenzij de ene partij het risico beter kan beheersen dan de andere partij. Eventuele verschillen in risicowaardering kunnen dan tot uiting komen in de kasstroom of in de discontovoet.

De handleiding PPC van het ministerie van Financiën onderscheidt daarbij 3 categorieën risico's:

- Pure risico's (voorbeeld: het beschadigen van een windturbine door een aanvaring);
- Technische spreidingsrisico's (voorbeeld: fluctuaties in grondstoffenprijzen); en
- Marktgerelateerde spreidingsrisico's (voorbeeld: consumentengedrag als gevolg van economische omstandigheden).

De verschillen in risico's van categorie 1 en 2 zouden vertaald moeten worden in de kasstromen. De verschillen in categorie 3 komen tot uitdrukking in de discontovoet. Wij volgen deze aanpak en proberen de verschillen in risico's tussen de modellen zo goed mogelijk te vertalen naar de kasstromen van die modellen. De marktgerelateerde spreidingsrisico's hebben wij vertaald naar een discontovoet. Wij hebben daarbij geen reden om aan te nemen dat de marktgerelateerde spreidingsrisico's verschillen tussen de modellen en hanteren daarom per model een gelijke discontovoet.

5.2. *Kwantificering van modellen op basis van aantal gemeenschappelijke uitgangspunten*

De gemeenschappelijke uitgangspunten voor alle modellen zijn:

1. Standaard referentie-OWP
2. Termijn van de analyse
3. Inflatie- en prijsontwikkeling
4. Disconteringsvoet

5.2.1. Standaard referentie-OWP

Omwille van de vergelijkbaarheid van de PPS-modellen wordt bij alle modellen uitgegaan van hetzelfde referentie-OWP. Per PPS-model worden de financiële effecten ten opzichte van het referentie-OWP vertaald naar kasstromen. Het referentie-OWP heeft de eigenschappen zoals hieronder beschreven in Tabel 11.

Tabel 11: Parameters van het referentie-OWP

Onderdeel	Uitgangspunt
Capaciteit per referentie-OWP	400 MW
Levensduur turbines	20 jaar
Aantal vollasturen per jaar	3700 u
Maximaal aantal vollasturen per jaar, waarvoor SDE-subsidie wordt toegekend	3180 uur
Opbrengst per kW	6,6 cent
Vorbereidingsfase	2 jaar
Bouwfase	2 jaar
Exploitatiefase	18 jaar
Totale concessie duur	20 jaar
Afstand tot aanlandingspunt	60 km

Bron: PwC analyse

Projectcyclus

Ieder OWP doorloopt de zeven hoofdstappen van de standaard projectcyclus. De projectcyclus is weergegeven in hieronder.

Tabel 12: Projectcyclus van het referentie-OWP

Fase	Beschrijving
Voorstudie	Als onderdeel van de voorstudie voert de initiatiefnemer ondermeer een haalbaarheidsstudie uit. Daarnaast wordt een initiële locatie keuze gemaakt. Deze fase wordt afgerond met het nemen van een strategische investeringsbeslissing.
Vergunning	Voor de realisatie en exploitatie van het OWP zullen verscheidene vergunningen verkregen moeten worden. Eén van deze vergunningen is de Waterwet vergunning, voorheen Wet beheer rijkswaterstaatswerken (Wbr).
Subsidie	Het verkrijgen van beschikbare overheidssteun (e.g. SDE-beschikking) is nodig om de businesscase sluitend te krijgen.
Transactie	Het contractueel vastleggen van de afspraken met de betrokken partijen (aannemers, toeleveranciers en financiers).
Aanleg	De aanleg van het OWP kan worden gestart zodra het detailontwerp klaar is en de Financial close is bereikt. De bouwfase loopt tot en met de oplevering van het OWP.
Exploitatie	Tot deze stap behoren alle exploiterende activiteiten. Naast productie valt hier dus ook bijvoorbeeld beheer- en onderhoudsactiviteiten en elektriciteitstransmissie onder. <i>Herfinanciering</i> Tijdens de exploitatie kan het gunstig zijn om het project te herfinancieren. Door het wegvallen van het bouwrisico ontstaat meer zekerheid over de kasstroom. In de praktijk betekent dit dat het aantal potentiële financieringsbronnen toeneemt en dat de marges op de financiering omlaag kunnen.
Opruiming	Wanneer de exploitatievergunning eindigt zal het OWP in de regel moeten worden opgeruimd, tenzij andere partijen (delen van) het OWP willen overnemen en over de juiste vergunningen beschikken.

Bron: PwC analyse

Investerings- en exploitatie-uitgaven

Het referentie-OWP wordt in het rekenmodel vertaald naar kasstromen. Als basis voor de raming van de uitgaven van het referentie-OWP zijn de getallen gebruikt die zijn opgegeven in de onderzoeksopdracht. Deze zijn vervolgens getoetst bij diverse deskundige gesprekspartners en in overleg met deze experts op een aantal punten aangepast. Onderstaande tabel geeft het overzicht van de uitgaven voor het referentie-OWP weer zoals gebruikt wordt voor de berekeningen.

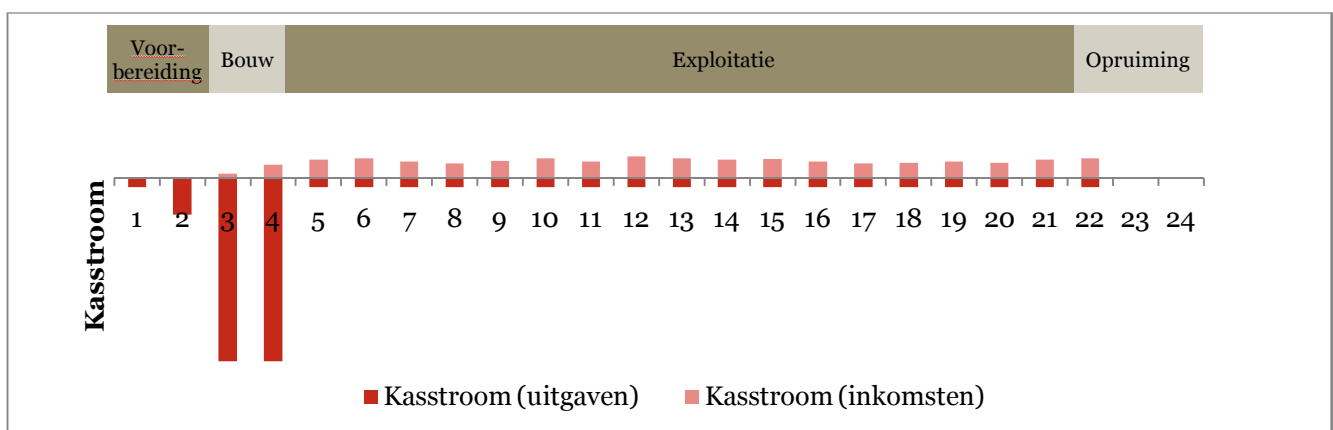
Tabel 13: Investeringsuitgaven en operationele uitgaven van het referentie-OWP

Object	Euro x 1 mld. (prijsspeil 1-1-2010)	Aandeel van Capex of Opex	Aandeel van totaal
Totale investeringsuitgaven (Capex)	1,55		66%
Vergunningen en voorbereiding	0,03	2%	1%
Fundering	0,21	14%	9%
Wind Turbine Generators (WTG)	0,65	42%	27%
Transmissiekabel	0,17	11%	7%
Elektrische ontsluiting	0,22	14%	9%
Transport en Logistiek	0,27	18%	11%
Totale operationele uitgaven (Opex)	0,98		34%
Beheer en onderhoud	0,72	74%	25%
Verzekeringen	0,22	22%	8%
Transmissiekabel	0,04	4%	1%
Totale uitgaven	2,53		100%

Bron: Onderzoeksopdracht, ECN

De kasstromen van het referentie-OWP zonder overheidsbijdrage zijn schematisch weergegeven in Figuur 14.

Figuur 14: Kasstroomoverzicht van het referentie-OWP (zonder overheidssteun)



In de analyse wordt uitgegaan van een platte kasreeks. Dat wil zeggen dat de uitgaven voor een onderdeel gelijkmatig worden gespreid over de periode waarin de uitgaven voor dat onderdeel gedaan worden. Bijvoorbeeld: Wanneer de bouw van een OWP twee jaar in beslag neemt, ad. €1 miljard, dan zal in jaar 1: €500 miljoen en in jaar 2: €500 miljoen worden uitgegeven.

5.2.2. Termijn van de analyse

In dit onderzoek is het uitgangspunt dat elk PPS-model zelfstandig wordt bezien. Ten eerste wordt er gekeken naar de ontwikkeling van een individueel OWP en ten tweede naar de additionele effecten wanneer windenergie

op zee zich op de lange termijn blijft ontwikkelen, waarbij meerdere OWP'en middels hetzelfde PPS-model gerealiseerd worden.

De resultaten van de analyse worden in dit hoofdstuk gepresenteerd in termen van een individueel OWP van de referentie grootte 400 MW. Ook de lange termijn effecten zijn omwille van de vergelijkbaarheid gepresenteerd per individueel OWP van 400 MW (bij deze normalisatie is het veronderstelde totale lange termijn effect vertaald naar een effect per OWP).

In bijlage C worden de uitkomsten gepresenteerd van een scenario waarin 6000 MW gefaseerd wordt gerealiseerd in de periode van 2010 tot 2030.

5.2.3. Inflatie- en prijsontwikkeling

Bij de kwantitatieve analyse wordt gerekend met een constante prijspeil voor de inkomsten en uitgaven (waaronder de elektriciteitsprijs, staalprijs, loonkosten, et cetera). Er is voor gekozen om de onderlinge vergelijking van de PPS-modellen niet te "kleuren" met aannames over de indexatie van de inkomsten en uitgaven. Eventuele verschillen in allocatie van het inflatierisico zijn verwerkt in de kasstroom van de modellen.

5.2.4. Discontovoet

De kasstromen worden per model in de tijd uitgezet. Vervolgens worden de kasstromen verdisconteerd naar een contante waarde op 1 januari 2010. Voor de berekening van de contante waarde van de verschillende PPS-modellen wordt eenzelfde disconteringsvoet gebruikt. Uitgangspunt hierbij is dat eventuele verschillen in de financieringskosten in de kasstroom van het betreffende model worden opgenomen als delta.

Voor het bepalen van de disconteringsvoet is een benchmark berekening van de "Weighted Average Cost of Capital" (WACC) ofwel de gewogen gemiddelde vermogenskostenvoet gebruikt. In de tabel hiernaast is de opbouw van de gehanteerde WACC voor het referentie-OWP weergegeven. Deze is gebaseerd op de verhouding tussen eigen- en vreemd vermogen en de verwachte rendementeisen op eigen- en vreemd vermogen voor het referentie-OWP. Het betreft een inschatting van een mogelijke financieringsstructuur van het referentie-OWP.

De berekening laat een nominale WACC zien van 9,38%. Omdat de kwantitatieve analyse zoals beschreven uitgaat van reële kasstromen in plaats van nominale, dient de discontovoet hiervoor te worden gecorrigeerd. Hiertoe wordt op de nominale WACC een lange termijn verwachting voor inflatie van 1,9% in mindering gebracht (deze verwachting is gebaseerd op de lange termijn inflatiedoelstelling van de ECB). Het resultaat is een reële WACC van 7,34% waarmee de reële kasstromen van de PPS-modellen contant worden gemaakt. In Bijlage C is een gevoeligheidsanalyse van de contante waarde berekeningen opgenomen bij gebruik van een hogere en lagere WACC.

Tabel 14: Gehanteerde WACC voor het referentie-OWP

Financieringsstructuur	
Vreemd vermogen	60 %
Eigen vermogen	40 %
Kostenvoet vreemd vermogen	
Cost of capital	4,50 %
Project marge	3,00 %
Totaal	7,50 %
Rendement op eigen vermogen	
Equity IRR	15,00 %
Belasting	
Vennootschapsbelasting	25,00 %
Gewogen gemiddelde vermogens kostenvoet	
Nominale WACC	9,38 %
Lange termijn inflatie	1,90 %
Reële WACC	7,34 %

Bron: PwC analyse

5.3. Aanpak van de kwantificering

De kwantitatieve analyse is tot stand gekomen door per model in kaart te brengen wat de belangrijkste verschillen (delta's) zijn met het basis SDE-model. Hierbij is gekeken naar drie soorten delta's:

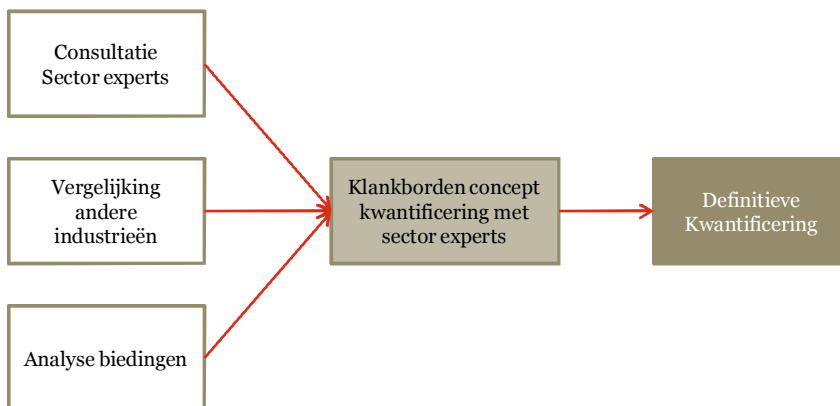
- **Directe effecten op de kasstroom:** bijvoorbeeld het overnemen of toevoegen van een activiteit door de overheid heeft ook tot gevolg dat de uitgaven met betrekking tot die activiteit meegenomen moeten worden in de kasstroom van de overheid.
- **Effect van een andere risicoverdeling:** indien een andere risicoverdeling leidt tot een andere beprijzing van de risico's worden die verschillen zichtbaar gemaakt in een effect op de kasstroom.
- **Overige effecten:** bijvoorbeeld effecten op het gedrag van partijen.

Vervolgens zijn de delta's gekwantificeerd en verwerkt in het kasstroommodel. In Bijlage E is de volledige lijst met delta's opgenomen. In deze bijlage wordt de kwantificering van de delta's bovendien onderbouwd. De delta's en bijbehorende kwantificering zijn ter toetsing voorgelegd aan diverse partijen, waaronder de partijen genoemd in Bijlage A. Op basis van de consultatie van de partijen is de kwantificering van de delta's waar mogelijk aangescherpt of aangevuld.

Interpretatie van de kwantificering en resultaten

De kwantificering van de delta's is gebaseerd op aannames. Er is getracht deze aannames zo goed mogelijk te onderbouwen door deze te toetsen met experts en aan beschikbare bronnen. Wijzigingen in de aannames kunnen leiden tot andere resultaten. De gepresenteerde resultaten moeten daarom met enige marge geïnterpreteerd worden.

Figuur 15: Processchema kwantificering en validatie van de delta's



5.4. Presentatie van de resultaten

In de hierna volgende paragrafen wordt per model de opbouw en de uitkomsten gegeven van de financiële verschillen ten opzichte van het basismodel. Hiertoe worden de geïdentificeerde delta's toegelicht. Vervolgens wordt aangegeven op welke manier de kwantificering van de betreffende delta's tot stand is gekomen. Het resultaat is een watervalgrafiek waarin de opbouw van de contante waarde ten opzichte van het basismodel wordt weergegeven. Daarnaast worden in een tabel (zoals het voorbeeld hieronder) de belangrijkste uitkomsten van het model gepresenteerd.

Tabel 15: Toelichting opbouw van de tabel waarin de uitkomsten worden gepresenteerd

PPS-model			Reëel	Contante	Reëel	Contante
			Lange termijn	Waarde	Korte termijn	Waarde
				7		8
Investeringsuitgaven	1	(euro mln.)				
Onderhoudsuitgaven	2	(euro mln.)				
Delta's	3	(euro mln.)				
Totale uitgaven		(euro mln.)				
Overheidsbijdrage	4	(euro per kWh)				
Totale overheidsuitgaven per OWP	5	(euro mln.)				
Contante waarde ten opzichte van het SDE-model	6	(procent)				

- 1 Met de investeringsuitgaven van het project worden de totale investeringsuitgaven voor het OWP bedoeld, het betreft een optelling van de projectspecifieke uitgaven van de overheid en de investeringsuitgaven van de marktpartij(en). Deze uitgaven zijn voor alle modellen gelijk, immers de verschillen komen tot uitdrukking bij (3) delta's.
- 2 De onderhoudsuitgaven betreffen alle uitgaven die worden gedaan na aanvang van de exploitatiefase.
- 3 Met de post delta's wordt het totale verschil van het model ten opzichte van het basismodel inzichtelijk gemaakt. Deze post komt tot stand door een sommatie van de kasstroom van alle voor het model relevante delta's (zowel aan de kant van de overheid als aan de kant van de marktpartij).
- 4 De overheidsbijdrage wordt uitgedrukt in euro per kWh en komt tot stand door de totale projectspecifieke uitgaven van de overheid te delen door de hoeveelheid geproduceerde energie binnen de SDE-randvoorwaarden, te weten 15 jaar productie met maximaal 3180 vollasturen per jaar. Nota bene: de werkelijke productie van een OWP gedurende de concessieperiode ligt hoger (18 jaar productie bij 3700 vollasturen).
- 5 De overheidsuitgaven per OWP is de optelsom van de uitgaven die de overheid doet als gevolg van eventuele delta's en de bijdrage die de overheid levert in de vorm van subsidie, beschikbaarheidsvergoeding, en dergelijke.
- 6 Het verschil met de contante waarde van het basismodel wordt uitgedrukt als percentage.
- 7 Zoals beschreven in paragraaf 5.2.2 worden verschillen tussen de PPS-modellen inzichtelijk gemaakt door rekening te houden met effecten die alleen op treden als een model consistent over een langere termijn wordt toegepast.
- 8 Daarnaast worden de verschillen tussen de modellen inzichtelijk gemaakt in de situatie dat er geen lange termijn effecten kunnen optreden (i.e. wanneer het PPS-model bij één OWP wordt toegepast).

5.5. SDE-model als referentiemodel

Als referentie is hieronder de netto contante waarde voor één OWP in het referentie SDE-model afgebeeld. In de overige paragrafen zullen de resultaten mede vergeleken worden met deze waarden van het referentiemodel.

Tabel 16: Kwantificering van het SDE-model

SDE (o) model		Reëel	Contante	Reëel	Contante
		Waarde		Waarde	
		Lange Termijn		Korte Termijn	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	1,6	1,2	1,6	1,2
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	1,0	0,4	1,0	0,4
Delta's	(euro mld.)	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale uitgaven	(euro mld.)	2,5	1,7	2,5	1,7
Overheidsbijdrage (1)	(euro per kWh)	0,10	0,05	0,10	0,05
Totale overheidsuitgaven per park	(euro mld.)	2,0	0,9	2,0	0,9

5.6. SDE-variant 1

Het SDE-variant 1 model (SDE 1) beoogt een aantal belangrijke risico's over te dragen aan de overheid. Doel van deze risico-overdracht is om niet meer subsidie te hoeven betalen dan nodig is op basis van het daadwerkelijk optreden van risico's tijdens de bouwfase. Uitgangspunt van dit model is dat het afrekenen van de werkelijke realisatie-uitgaven mogelijk goedkoper is dan het via het subsidiebedrag betalen van vooraf ingeschatte risicopremies.

Risico-overdracht

Bouwriscico's

Bij de uitwerking van dit model zijn de materiële bouwriscico's geïdentificeerd die marktpartijen in het basis SDE-model moeten schatten en beprijzen en waarvan de overdracht aan de overheid kan leiden tot een materieel voordeel. De overdracht van een risico heeft alleen een materieel voordeel als de andere partij het risico beter kan beheersen. Zo heeft het overdragen van risico's aan de overheid die in de markt reeds efficiënt te verzekeren zijn waarschijnlijk geen materiële voordelen, omdat kan worden aangenomen dat verzekeringsmaatschappijen de risicopremie baseren op een gediversifieerde portefeuille. Dit is bijvoorbeeld het geval met het risico van de olieprijs. Dat is in de markt goed verzekeraar.

Randvoorwaarde is dat het voor de marktpartij mogelijk is om de impact van de risico-overdracht op de eigen business case vast te stellen. Immers als dit niet het geval is, dan kan dat resulteren in een dubbeltelling van het risico (door de overheid en door de marktpartij).

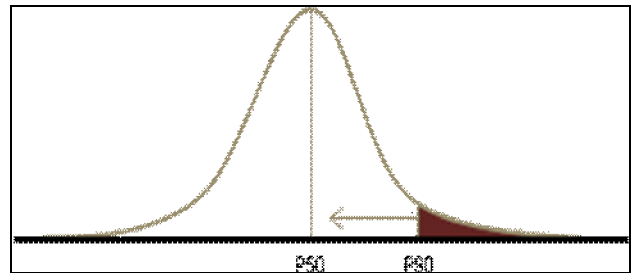
Risico's die overgedragen kunnen worden en die aan bovenstaande criteria voldoen zijn:

- het risico op minder werkbare dagen op zee; en
- het risico op veranderende staalprijsen tijdens de realisatiefase.

Het risico op minder werkbare dagen op zee is een weerrisico. Er is een markt met voor het afdekken van specifieke weerrisico's echter de omvang van deze markt is op zowel nationaal als internationaal niveau relatief klein in verhouding tot de investeringsvolumes van windenergie op zee. Het is voor marktpartijen op dit moment dan ook moeilijk dit risico tegen een reële prijs te verzekeren. Het risico op fluctuaties van de staalprijsen tijdens de realisatiefase is moeilijk te 'hedgen' in de markt. In contracten met toeleveranciers wordt dit risico dan ook neergelegd bij de ontwikkelaar die daarmee gedwongen wordt vooraf een risico-inschatting te maken ten aanzien van deze prijsontwikkeling. Voor dit risico zullen marktpartijen een risicopremie hanteren in hun bieding.

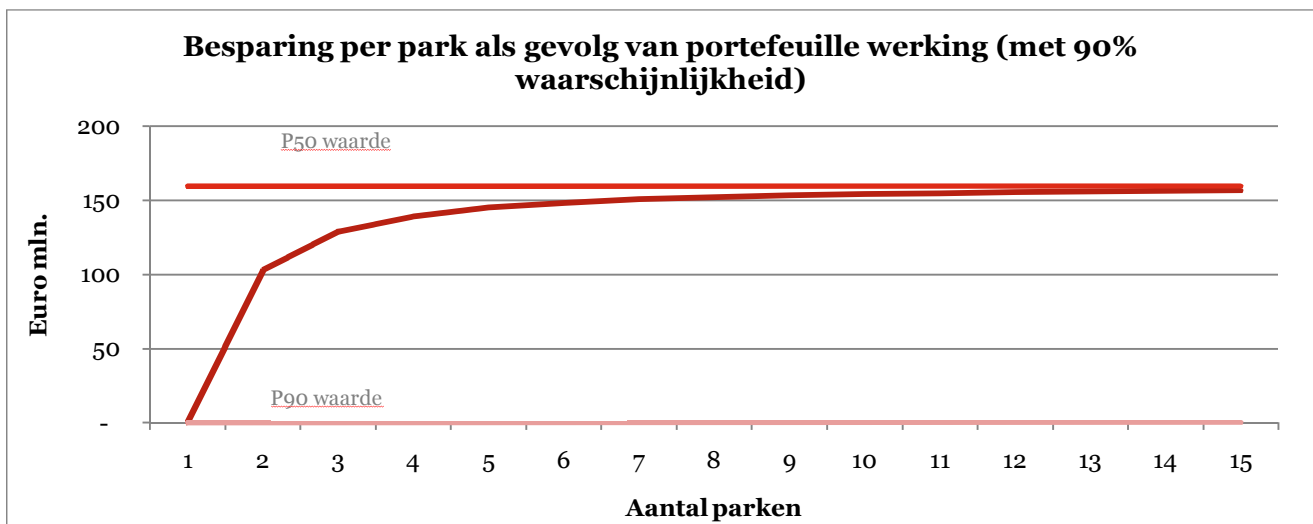
Het inschatten van de omvang van betreffende risico's is niet eenvoudig, omdat het risico sterk afhankelijk is van welke partijen samen in een consortium zitten en de manier waarop de onderlinge afspraken worden vormgegeven. Uitgangspunt is dat marktpartijen voor deze risico's doorgaans een zekerheidsmarge van 90% aanhouden. Dit betekent dat de kans dat het risico in de werkelijkheid goedkoper blijkt te zijn 90% is en dat de kans op overschrijding slechts 10% is. Dit uitgangspunt wordt bevestigd door de analyse van biedingsmodellen. De reden dat partijen deze risico's beprijsen op de P90-waarde in plaats van op de meest waarschijnlijke uitgaven is waarschijnlijk, omdat het consortium alle mogelijke uitgaven wil kunnen opvangen binnen het project.

Figuur 16: Een risico waarderen op 'P90' betekent dat statistisch gezien de kans op lagere kosten 90% is.



De werkelijke prijs die de overheid gaat betalen in het geval ze deze risico's overneemt van de markt zal anders zijn dan de P90-waarde. In het algemeen kan gesteld worden dat hoe meer onafhankelijke OWP'en op deze manier in de portefeuille van de overheid worden ondergebracht, des te dichter zullen de uitgaven van het risico in de portefeuille de P50-waarde naderen. Een statistische analyse op basis van de Modern Portfolio Theory² (MPT) laat zien dat de besparing ten opzichte van de P90-waarde in de portefeuille al bij vijf OWP'en al aanzienlijk tot de P50-waarde is genaderd (zie figuur hieronder).

Figuur 17: Portefeuille werking op basis van Modern Portfolio Theory



Bron: Analyse PwC

Hoe snel dit effect in de praktijk daadwerkelijk optreedt is onzeker, maar in ieder geval kan gesteld worden dat bij één enkel OWP in de portefeuille de kans op lagere uitgaven al 90% is (immers dat is de definitie van een P90-waarde).

PwC heeft een inschatting gemaakt van de invloed op de totale uitgaven van het referentie-OWP door voor de twee eerder genoemde risico's een kansverdeling te bepalen op basis van historische data. Een voorzichtige inschatting is dat het afrekenen van de werkelijke uitgaven voor de veranderende staalprices een voordeel kan opleveren van ca. €65 mln. Deze inschatting is gebaseerd op een reductie van de P90-waarde naar de P75-waarde (zie Bijlage E: Delta 21 voor de gedetailleerde onderbouwing van het effect van het overdragen van dit risico).

² MPT betreft het reduceren van risico door het creëren van een gediversifieerde portefeuille met niet volledig gecorreleerde assets. Harry Markowitz is de grondlegger van de Modern Portfolio Theorie (MPT).

Daarnaast wordt het voordeel van het betalen van de werkelijke uitgaven voor het aantal niet-werkbare dagen op zee op basis van de kansverdeling geschat op ca. €39 mln. (zie Bijlage E: Delta 19 & 20 voor de gedetailleerde onderbouwing van het effect van het overdragen van dit risico).

Voor beide risico-indexeringen geldt dat het van belang is dat er een index of een combinatie van indices beschikbaar is die een relatie vertoont met de werkelijke prijs van het risico (m.a.w. staalprijs of de prijs van een verloren bouw dag). Is dit niet het geval dan zullen marktpartijen alsnog gedwongen worden een risicopremie op te nemen in hun bieding. Echter, indexeringsformules voor staalprijzen worden nu ook toegepast in de GWW sector. Dergelijke formules moeten ook in deze sector toegepast kunnen worden. De overheid zou marktpartijen de mogelijkheid kunnen bieden om te kiezen aan welke relevante index of combinatie van indices zij de prijs zou willen koppelen.

Bijkomende effecten

Transactie-uitgaven

Naast het overdragen van de bovengenoemde risico's heeft het SDE 1-model nog een aantal bijkomende effecten. Ten eerste zijn er hogere transactie-uitgaven bij het SDE 1-model. De overheid zal additionele aanbestedingsregels opstellen waarmee wordt vastgelegd op welke wijze de betreffende risico's worden overgenomen door de overheid en hoe dit resulteert in een aanpassing van het subsidie bedrag na afloop van de realisatiefase. Eventuele perverse prikkels (gevaar van 'moral hazard') die ontstaan door de overdracht van het risico, zoals het inefficiënt materiaalgebruik moeten zoveel mogelijk worden beperkt. Dit kan bijvoorbeeld door de mate van risico-overdracht in concurrentie aan partijen uit te vragen (waarbij het overdragen van meer risico aan de overheid resulteert in een slechtere waardering van de bieding). Het uitwerken en hanteren van de aanbestedingsregels heeft een meerprijs van ca. €200 K ten opzichte van het basismodel (voor een nadere uitwerking, zie Bijlage E, Delta 5).

Model audits en effectueren prijsaanpassing

Zodra de biedingen ontvangen zijn zullen de bijbehorende financiële modellen worden beoordeeld om te bezien of de mutaties op de juiste manier zijn verwerkt in de bieding. Op deze manier kan het financieel model na afloop van de realisatiefase gebruikt worden om de aanpassing van het subsidiebedrag vast te stellen. Het uitvoeren van de modelaudits moet voorkomen dat de overheid andere risico's loopt dan vastgelegd in de spelregels in de aanbestedingsdocumentatie. Het uitvoeren van de model audits op de biedingen heeft een meerprijs van ca. €100 K ten opzichte van het basismodel (voor een nadere uitwerking zie Bijlage E, Delta 7).

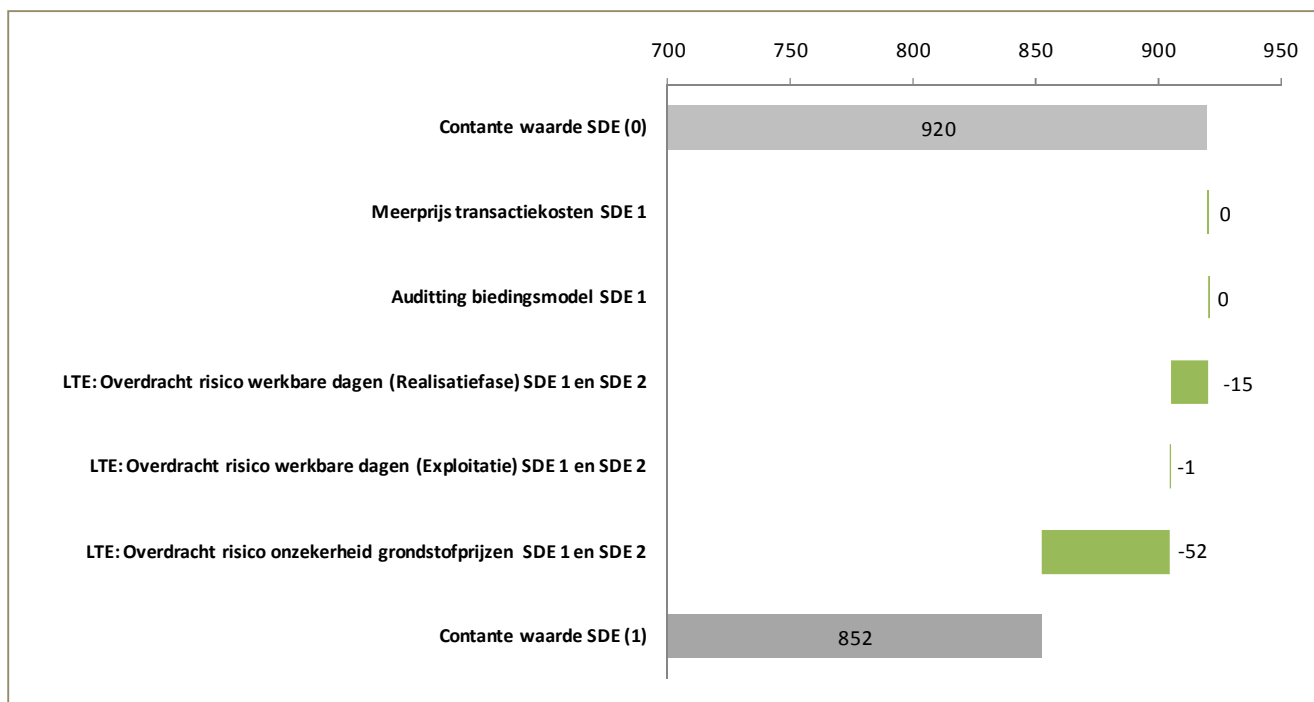
Resultaten

De financiële effecten van de hier boven beschreven risico-overdracht en de overige bijkomende effecten zijn als delta verwerkt in het kasstroomoverzicht van het model. In onderstaande figuur, Figuur 18, wordt de impact op de contante waarde ten opzichte van het basismodel geïllustreerd.

In het figuur is te zien dat de overdracht van de risico's er voor zorgt dat de contante waarde van het SDE 1-model €68 mln. lager is dan de contante waarde van het basismodel. De omvang van de bijkomende effecten valt praktisch weg bij het berekenen van de contante waarde. De bovenstaande getallen gaan er van uit dat het betreffende model bij meerdere OWP'en wordt toegepast. De voordelen van de risico-overdracht aan de overheid ontstaan doordat de beschreven portefeuille werking tot stand komt.

Als het SDE 1-model wordt toegepast bij slechts één OWP dan vervallen de voordelen van de lange termijn delta's. Reden hiervoor is dat wordt aangenomen dat de portefeuille werking dan onvoldoende tot stand komt. Het verschil in contante waarde ten opzichte van het basismodel is in dat geval op nul gesteld.

Figuur 18: Contante waarde van de delta's van het SDE-variant 1 model



Bron: PwC analyse

LTE: Lange Termijn Effecten, het betreft delta's die zich enkel voordoen bij toepassing van het PPS-model op de lange termijn

In de tabel hieronder zijn de uitkomsten van het SDE 1-model weergegeven.

Tabel 17: Uitkomsten kwantificering van het SDE 1-model

SDE (1) model		Reëel	Contante Waarde	Reëel	Contante Waarde
		Lange Termijn		Korte Termijn	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	1,6	1,2	1,6	1,2
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	1,0	0,4	1,0	0,4
Delta's	(euro mld.)	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Totale uitgaven	(euro mld.)	2,4	1,6	2,5	1,7
Overheidsbijdrage (1)	(euro per kWh)	0,10	0,04	0,10	0,05
Totale overheidsuitgaven per park	(euro mld.)	1,9	0,9	2,0	0,9
Contante waarde ten opzichte van het SDE model			-7%		0%

Conclusie

Het overdragen van het risico op minder werkbare dagen op zee en het risico op veranderende grondstofprijzen tijdens de realisatiefase heeft geen voordeel indien het SDE 1-model bij één OWP wordt toegepast. Wordt het SDE 1-model echter op de lange termijn consequent toegepast dan is een besparing van 7% op de contante waarde mogelijk.

5.7. SDE-variant 2

Het SDE variant 2-model (SDE 2) is in de basis gelijk aan het SDE 1-model, maar beoogt significante schaalvoordelen te behalen door een groter kavel fasegewijs te ontwikkelen (1200 MW i.p.v. 400 MW). Op basis van de tender worden ten aanzien van de concessie globale financiële afspraken gemaakt met betrekking tot de omvang van de SDE-subsidie. Vervolgens worden per fase concrete financiële afspraken gemaakt.

Risico overdracht

Bouwrisico's

De overdracht van risico's is in het SDE 2-model overeenkomstig met het SDE 1-model.

Bijkomende effecten

Naast het overdragen van de risico's conform het SDE 1-model, zijn er mogelijk bijkomende effecten doordat de concessie die een marktpartij krijgt drie keer zo groot is (1200 MW) als in het basismodel. Dit heeft twee mogelijke effecten tot gevolg.

Schaalvoordelen

Doordat een marktpartij bij haar planning en inkopen rekening kan houden met een grotere hoeveelheid aan capaciteit die gerealiseerd moet worden op een middenlange termijn kan zij mogelijk schaalvoordelen realiseren. Winnende partijen krijgen meer lange termijn zekerheid door een gevulde orderportefeuille. Hierdoor kunnen de tarieven mogelijk omlaag, kunnen haventerreinen en schepen voor langere periodes worden gehuurd en wordt de aanleg van een onderhoudseiland op locatie mogelijk kostenefficiënt.

Leereffecten

Doordat het OWP fasegewijs gerealiseerd wordt kan een marktpartij de kennis en ervaringen van de eerdere fases benutten in opvolgende fases. Voorbeelden hier van zijn betere uitonderhandelingen bij de inkoop van hardware en diensten, een efficiëntere planning en een betere inschatting van de risico's.

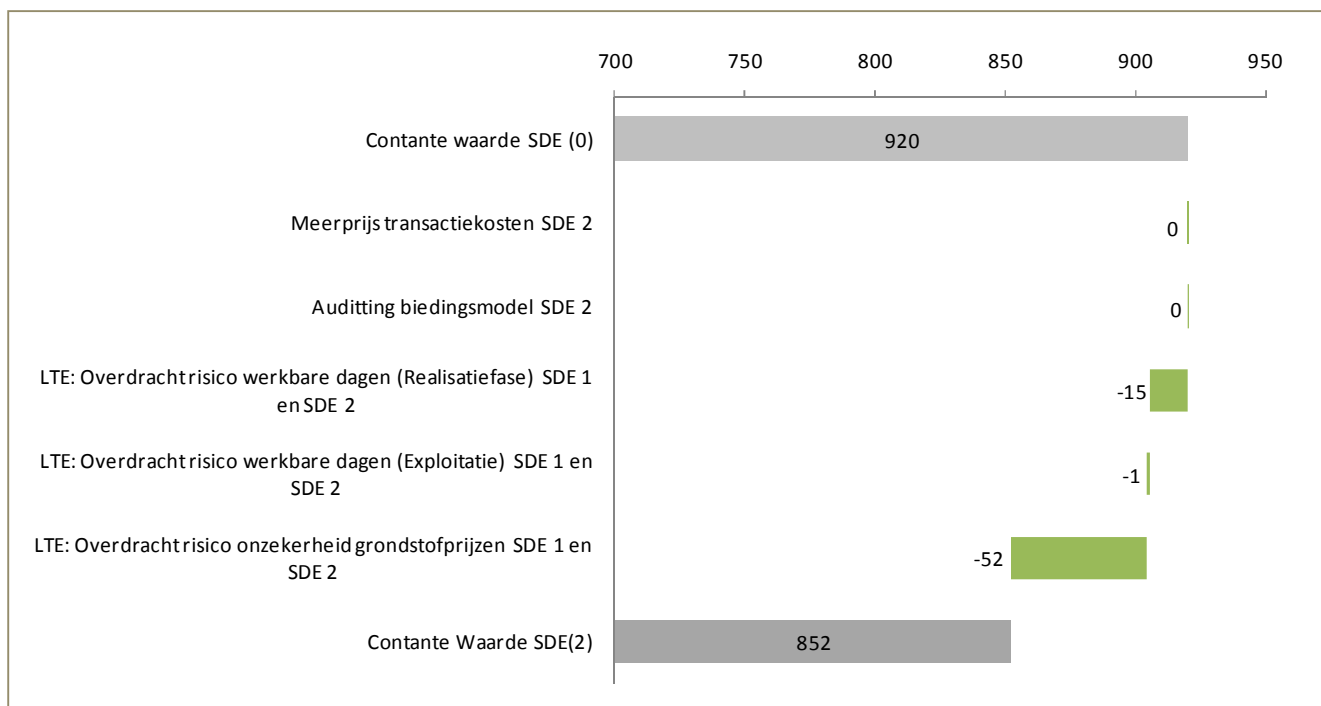
Resultaten

De conclusie is dat een grotere schaalomvang inderdaad kan leiden tot kostenvoordelen. Het realiseren van een grotere schaalomvang in absolute zin is in deze jonge markt een cruciale factor voor marktpartijen bij het bepalen van hun investeringsbeslissingen.

Het is echter de vraag of deze voordelen ook toegerekend moeten worden aan dit SDE 2-model. Er is een aantal redenen om die schaalvoordelen niet toe te rekenen aan dit model. De belangrijkste reden is dat in de fasegewijze ontwikkeling een één-op-één relatie ontstaat tussen de overheid en de ontwikkelaar, waarbij het moeilijk is om het voordeel ook daadwerkelijk te incasseren. Een tweede reden is dat sommige marktpartijen aangeven dat deze schaalvoordelen door hen ook gerealiseerd worden als zij die omvang kunnen realiseren bij meerdere parken in de eigen portefeuille. Partijen zijn daarom nu al in staat om schaalvoordelen en leereffecten over de projecten heen te benutten. Het is vanuit die optiek dus niet noodzakelijk de concessieomvang te vergroten. Een derde reden is dat het willen maken van bindende afspraken voor de gehele ontwikkeling van 1200 MW ertoe leidt dat het project een dusdanige omvang krijgt (meer dan 4 miljard) dat de financiering lastig te realiseren zal zijn. Dit model biedt dus geen additionele voordelen ten opzichte van het SDE-model.

De financiële effecten van de hier boven beschreven risico-overdracht en de overige bijkomende effecten zijn als delta verwerkt in het kasstroomoverzicht van het model. In onderstaande figuur wordt de impact op de contante waarde ten opzichte van het basismodel geïllustreerd.

Figuur 19: Contante waarde van de delta's van het SDE (2) model



Bron: PwC analyse

LTE: Lange Termijn Effecten, het betreft delta's die zich enkel voordoen bij toepassing van het PPS-model op de lange termijn.

De bovenstaande getallen gaan er van uit dat het betreffende model bij een groot aantal OWP'en wordt toegepast. In bovenstaande figuur is te zien dat de overdracht van de risico's er net als bij het SDE 1-model voor zorgt dat de contante waarde €68 mln. lager is dan de contante waarde van het basismodel en dat er verder geen onderscheid is met het SDE 1-model.

Conclusie

Het vergroten van de concessieomvang geeft op de lange termijn geen materiële voordelen voor de contante waarde van de overheidsuitgaven ten opzichte van het SDE 1-model. Omdat het model voor het overige gelijk is aan het SDE 1-model, komen de uitkomsten hiermee overeen.

Flexibele omvang van de concessie

Een concessieomvang van 400MW is in de huidige markt nog behoorlijk groot. Het is niet waarschijnlijk dat het vergroten van de concessieomvang voor alle partijen gunstig is en daardoor op de lange termijn tot lagere uitgaven leidt.

De Taskforce Windenergie op zee heeft in deze context de aanbeveling gedaan om een flexibele aanpak te hanteren voor de uitgifte van de concessies, waarbij zowel grote als kleine concessies op verschillende locaties kunnen worden uitgegeven.

5.8. DBFMO

Bij DBFMO stelt een consortium, als een dienst, een OWP ter beschikking dat zij zelf hebben ontworpen gebouwd en gefinancierd en dat zij zelf in beheer houdt. Voor de geleverde dienst wordt door de overheid een vergoeding betaald.

Risico overdracht

Optimalisatiemogelijkheden

Een DBFMO-model is in de basis een contractvorm die vaak wordt toegepast om private partijen meer verantwoordelijkheid te geven bij het realiseren van publieke dienstverlening dan bij traditionele realisatie contracten zoals D&C contracten het geval is. Bij de toegenomen verantwoordelijkheid hoort ook het geven van meer vrijheden, zodat een opdrachtnemer over de levensduur van het project optimalisaties kan zoeken in ontwerp, uitvoering en onderhoud om zo een optimale verhouding te realiseren tussen prijs en de gevraagde kwaliteit (value for money).

In het huidige SDE-model heeft de markt al veel vrijheid en daarmee ook de mogelijkheid om optimalisaties over de levenscyclus door te voeren. Daarmee heeft het DBFMO-model in deze situatie niet de voordelen die het bij toepassing in andere markten (weginfrastructuur, vastgoed) meestal wel heeft.

Het opstellen van de outputspecificaties door de overheid en het vormgeven van een betalingsmechanisme biedt de overheid de mogelijkheid om de marktpartij prikkels te geven om de gewenste prestaties efficiënt en tijdig te realiseren. Als de overheid duidelijke doelstellingen heeft op gebied van windenergie kan zij daar in dit model sturing aan geven. Afhankelijk van de wijze waarop het model precies wordt ingevuld geeft het model meer of minder richting aan werkzaamheden van de markt. Dit wordt door sommige van de geïnterviewde partijen gezien als een risico van dit model. Echter, ook in de huidige SDE-regeling stelt de vergunningverlener eisen aan het OWP en de wijze waarop dat gerealiseerd mag worden. Het is de uitdaging voor de overheid om de outputspecificaties zodanig te formuleren dat deze niet verder gaan dan in de huidige vergunningsregeling. In dat geval wordt de markt maximale vrijheid gegeven en worden de optimalisatiemogelijkheden niet beperkt.

Vergunningenrisico

Het vergunningenrisico wordt in dit model in belangrijke mate overgedragen aan de overheid, doordat de overheid een belangrijke rol gaat spelen bij het voorbereiden van de vergunningen. Dit betekent dat de kans op het aantekenen van beroepen of het moeten uitvoeren van additionele onderzoeken voor de markt sterk wordt verkleind. Zolang de markt binnen de door de overheid voorbereide randvoorwaarden en outputspecificaties blijft is de kans op succesvolle vergunningsverlening immers groot. De overheid loopt door overname van deze activiteit het risico dat zij als gevolg van inspraakprocedures aanvullend onderzoek of inspanningen moet doen. De vraag of de overheid dit risico beter kan beheersen dan een marktpartij kan beantwoordt worden door het verschil te schetsen tussen de processen in beide situaties. In de situatie van SDE ronde 2 moeten marktpartijen voor het door hen gekozen kavel diverse onderzoeken laten doen in het kader van een MER studie. In dat geval is er altijd een aantal partijen dat kosten maakt die men late niet terug kan verdienen. Datzelfde geldt wanneer in een DBFMO-model meerdere marktpartijen gaan bieden op één kavel en die partijen zouden allemaal individueel een MER studie laten uitvoeren. Door als overheid een investering te doen in het NWP kan de overheid het risicoprofiel voor de markt verkleinen. Immers als het Rijk vervolgens een windkavel voor uitgifte wil aanwijzen (een deelgebiedje van de NWP-ruimte), dan moet het Rijk dat kunnen verdedigen (ultimo voor de rechter in procedures van bezwaar & beroep); met andere woorden het Rijk moet een voorstudie doen naar de reden, waarom het daar beter kan dan op een andere locatie. Criteria daarvoor zijn kosten, maar ook ecologie en ander Noordzee-gebruik. Zo'n studie overlapt met ca 80% van het uitvoeren van een MER-studie voor zo'n kavel.

Als de overheid op deze wijze het vergunningentraject inclusief de bijbehorende onderzoeken voor meerdere OWP'en doorloopt, zijn zeker schaalvoordelen haalbaar. Ook mag verwacht worden dat de overheid in deze situatie de mogelijkheid heeft om een versnelde leercurve te ontwikkelen. Immers, ze is dan bij de vergunningstrajecten van alle projecten actief betrokken en kan de opgedane ervaringen direct benutten bij het volgende project. Marktpartijen kunnen een dergelijke leercurve ook ontwikkelen, maar de snelheid waarmee de ervaring opgedaan in het ene project ten gunste kan worden ingezet bij het volgende project is lager, doordat

de marktpartij enkel kan leren van de eigen projecten. Het is echter ook zo dat de overheid niet direct een prikkel heeft om de uitgaven te beheersen en processen efficiënter in te richten.

Onze aanname is dat wanneer de overheid (een deel van) de voorbereidingsactiviteiten op zich neemt zij een leercurve kan opbouwen waardoor het proces efficiënter ingericht kan worden en de uitloop en vertraging in de aanvragen minder groot zal zijn. Daarnaast kan de overheid schaalvoordelen behalen doordat zij voor meerdere OWP'en tegelijk een NWP kan opstellen dat voor 80% de individuele MER studie kan invullen. Dit is onder voorwaarde dat zij aan kennisborging doet en voldoende OWP'en realiseert om deze leercurve op te bouwen.

Beschikbaarheidsrisico

Het DBFMO-model gaat uit van een vergoeding door de overheid die is gebaseerd op de output van het OWP. Wij hebben aangenomen dat er geen betalingsregime is opgesteld waarin de exploitant additionele boetes krijgt bij de niet beschikbaarheid van het OWP. In essentie is dat niet anders dan in het SDE-model. Immers als in het SDE-model het OWP niet beschikbaar is, is er ook geen productie en dus ook geen verkoopinkomst en geen subsidie. Het risico is daarmee niet anders belegd.

Prijrisico

Het prijsrisico komt in het DBFMO-model volledig bij de overheid te liggen. In het basis SDE-model was dit binnen de gestelde bandbreedtes ook al het geval, echter in het DBFMO model vervallen de betreffende bandbreedtes. Hoewel de allocatie van het restrisico (buiten de bandbreedtes) dus veranderd, is het de inschatting van PwC dat deze andere allocatie van het risico niet tot een andere waardering van het risico zal leiden (zie Bijlage E: Delta 13 voor de onderbouwing).

Bijkomende effecten

Transactie-uitgaven

In het DBFMO-model nemen de transactie-uitgaven van markt en overheid toe ten opzichte van het SDE-model doordat er een complexer aanbestedingsproces wordt gehanteerd. De overheid zal hiertoe een aanbestedingsleidraad opstellen, een DBFMO-overeenkomst inclusief performance regime en programma van eisen moeten opstellen. Biedende consortia zullen hun bieding moeten structureren op basis van het DBFMO-contract en de daaruit volgende risicoverdeling en randvoorwaarden. De complexere transactie vertaalt zich in hogere transactie-uitgaven voor markt en overheid.

PwC heeft een inschatting gemaakt van de totale meerprijs van de transactie-uitgaven op basis van een evaluatie van de transactie-uitgaven bij de DBFM-projecten van Rijkswaterstaat. Deze inschatting komt neer op een toename van de totale transactie-uitgaven met ca. €6,5 mln. (zie Bijlage E: Delta 10 voor de gedetailleerde onderbouwing van de hogere transactie-uitgaven).

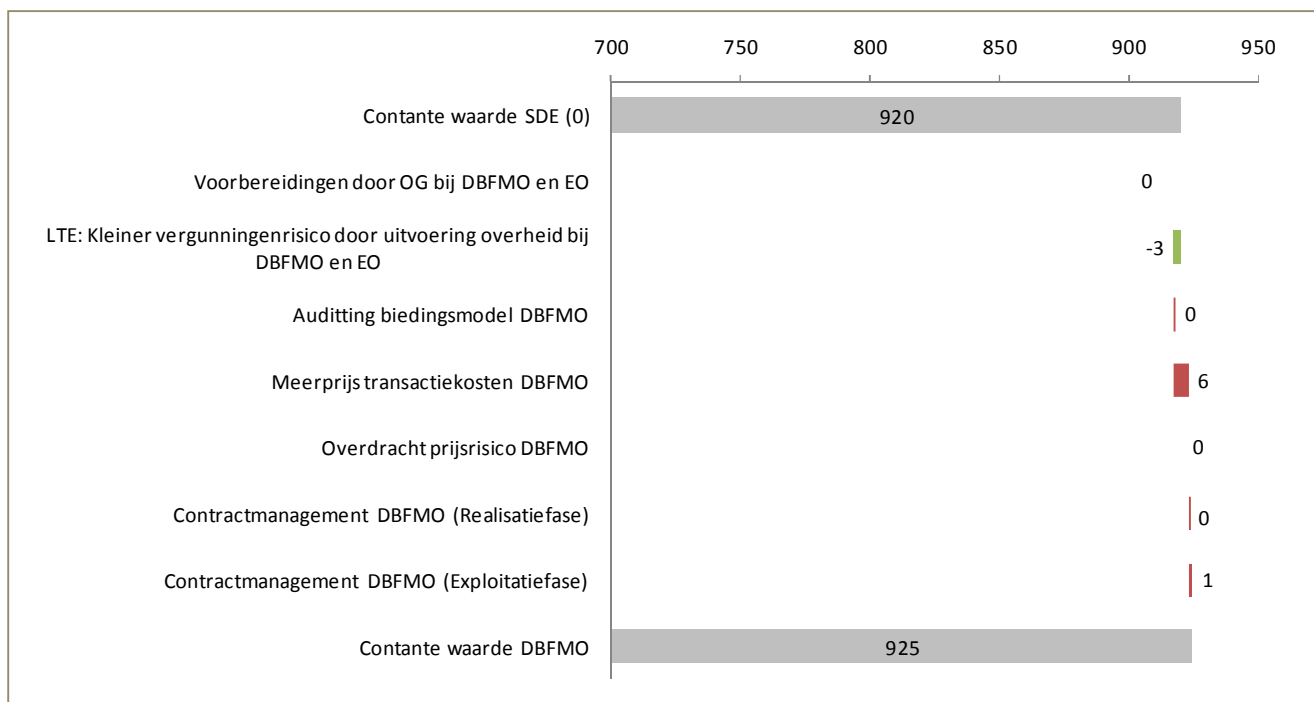
DBFMO constructie leidt mogelijk tot ander consortium

Een andere consequentie van het hanteren van dit model is dat de andere vraagstelling en de andere wijze van vergoeden mogelijk zal leiden tot een ander type consortium. De overheid treedt hier immers op als opdrachtgever en koopt daarmee feitelijk de productie van het OWP in. Waarschijnlijk zal dan niet het nutsbedrijf het consortium leiden, maar zal dit gebeuren door de offshore aannemer. Marktpartijen spreken ook deze verwachting uit. Daarmee wordt echter ook de financiering lastiger, omdat projectfinanciering, gegeven de moeilijkheid om risico's door te contracteren naar een EPC contract, voor deze projecten nog vrijwel niet beschikbaar is.

Resultaten

Toepassing van het DBFMO-model leidt niet tot significant andere resultaten dan het SDE-model. Zeker als de overheid bij het specificeren van de output veel vrijheid laat voor de markt. In dat geval lijkt het model ook veel op het SDE-model, met dien verstande dat er een andere relatie ontstaat tussen de overheid en het consortium.

Figuur 20: Contante waarde van de delta's van het DBFMO-model



Bron: PwC analyse

LTE: Lange Termijn Effecten, het betreft delta's die zich enkel voordoen bij toepassing van het PPS-model op de lange termijn.

In de tabel hieronder zijn de uitkomsten van het DBFMO-model weergegeven.

Tabel 18: uitkomsten DBFMO-model

DBFMO model		Reëel	Contante Waarde	Reëel	Contante Waarde
		Lange Termijn		Korte Termijn	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	1,6	1,2	1,6	1,2
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	1,0	0,4	1,0	0,4
Delta's	(euro mld.)	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale uitgaven	(euro mld.)	2,5	1,7	2,5	1,7
Overheidsbijdrage (1)	(euro per kWh)	0,10	0,05	0,10	0,05
Totale overheidsuitgaven per park	(euro mld.)	2,0	0,9	2,0	0,9
Contante waarde ten opzichte van het SDE model			1%		1%

Conclusie

Het DBFMO-model is een model dat in andere sectoren succesvol wordt toegepast. De overheid treedt daar op als opdrachtgever en koopt prestaties in. In de markt voor hernieuwbare energie treedt de overheid op dit moment echter niet op als een opdrachtgever die kiest voor specifieke vormen van hernieuwbare energie. Het model leidt daarnaast waarschijnlijk tot een andere samenstelling van consortia, hetgeen effect heeft op de financieringsmogelijkheden. Daarmee heeft het DBFMO-model in deze specifieke constellatie geen meerwaarde ten opzichte van het huidige SDE-model.

5.9. Eigendomsoverdrachtmodel

Het eigendomsoverdrachtmodel beoogt de bouwrisico's volledig over te dragen aan de overheid door de bouw van het OWP middels een D&C-contract apart aan te besteden en het OWP zodra het eenmaal operationeel is te verkopen aan een marktpartij. Dit model kent geen kasstroom van de overheid richting de marktpartij gedurende de exploitatie fase. In plaats daarvan wordt de overheidsbijdrage verdisconteerd in de hoogte van de verkoopprijs. Ook dit model wordt gekenmerkt door een sterke mate van controle door de overheid over de omvang, de plaats, het aantal en het tempo van realisatie van OWP.

Risico overdracht

Vergunningenrisico

De overdracht van het vergunningenrisico aan de overheid komt overeen met de situatie in het DBFMO-model.

Bouwrisico's

Bij het Eigendomsoverdrachtmodel ligt het risico van kostenoverschrijdingen in de bouw bij de overheid. De overheid zal proberen deze risico's over te dragen aan leveranciers door middel van een D&C-contract. De overheid heeft echter een kennisachterstand op de bouwers en zal veel expertise moeten inhuren om een goed contract te kunnen sluiten. De kans op vertragingen en kostenoverschrijdingen is groot en ervaringen met D&C-contracten in andere industrieën leren dat de kans op kostenoverschrijdingen veel groter is dan bij geïntegreerde contracten. Uit een studie in het Verenigd Koninkrijk blijkt dat van de projecten die met een reguliere contractvorm als een D&C-contract worden aanbesteed ca. 54% te maken krijgt met kostenoverschrijding. Bij innovatieve contractvormen, heeft 94% van de projecten te maken met geen of slechts een minimale kostenoverschrijding.

PwC schat op basis van deze ervaringen in andere industrieën (wegen, spoor, vastgoed) dat het risico op hogere bouwuitgaven leidt tot gemiddeld 5% hogere investeringsuitgaven (zie Bijlage E: Delta 22 voor de gedetailleerde onderbouwing van het risico op kostenoverschrijdingen van het D&C contract).

Prijrisico

Het prijrisico komt in het Eigendomsoverdrachtmodel volledig bij de marktpartij te liggen. In het basis SDE-model was dit alleen buiten de door de overheid gestelde bandbreedtes ook al het geval. Hoewel de allocatie van het prijrisico (binnen de bandbreedtes) dus veranderd, is het de inschatting van PwC dat dit niet tot een andere waardering van het risico zal leiden (zie Bijlage E: Delta 14 voor de onderbouwing).

Volumerisico

Een positief effect van het Eigendomsoverdrachtmodel is dat de aankopende partij meer zekerheden heeft over de kwaliteit en het functioneren van het OWP dan bij het basis SDE-model. Het OWP is immers al gerealiseerd en heeft zelfs een beperkt trackrecord kunnen opbouwen. Uit gesprekken met marktpartijen komt naar voren dat het hierbij behorende voordeel zich met name voordoet in de vorm van een kleiner volumerisico. Doordat er meer zekerheid is over de elektriciteitsproductie en daarmee de commerciële inkomstenstroom die met het OWP kan worden gegenereerd is het mogelijk de beprijzing van het volumerisico te verlagen.

Uit de analyse van PwC blijkt dat partijen het volumerisico doorgaans beprijzen in de buurt van de P90-waarde. Dit betekent dat een conservatieve inschatting wordt gehanteerd waarbij de kans op hogere inkomsten in de praktijk groot is. PwC schat op basis van de analyse van biedingsmodellen dat de lagere beprijzing van het volumerisico een toename van de commerciële opbrengsten ten opzichte van het basis SDE-model van ca. €65 mln. kan betekenen (zie Bijlage E: Delta 34 voor de gedetailleerde onderbouwing van het verminderde volume risico).

Bijkomende effecten

Beperking optimalisatiemogelijkheden

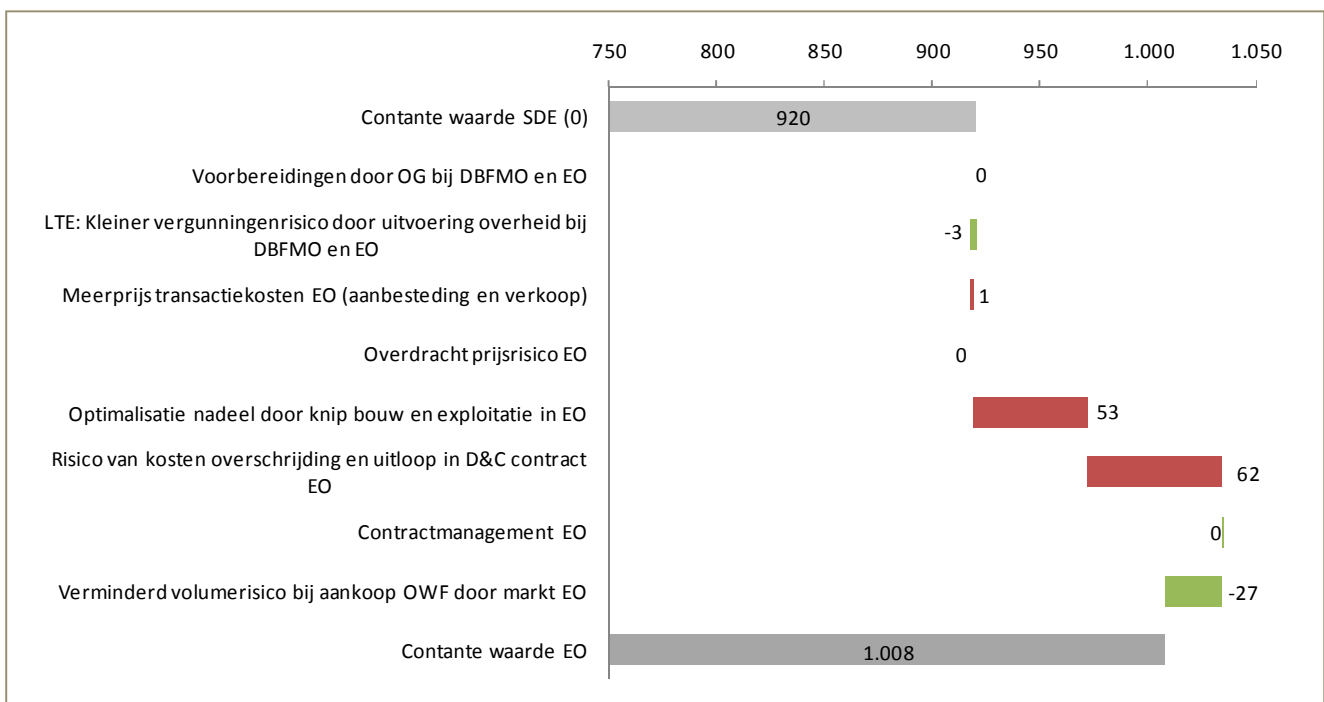
Doordat de vergunning, het ontwerp én de realisatie door een andere partij worden uitgevoerd dan de partij die het OWP gaat exploiteren ontstaat ten opzichte van het basis SDE-model een sterke beperking van de optimalisatie mogelijkheden. De onderhoudstrategie om het OWP operationeel te houden ligt praktisch helemaal vast, net als de maximale productiecapaciteit. Het Eigendomsoverdrachtmodel is wat dat betreft vergelijkbaar met infrastructuur projecten die middels een D&C-contract worden aanbesteed en na realisatie in beheer worden overgedragen aan Rijkswaterstaat.

Uit diverse internationale studies met betrekking tot andere industrieën blijkt dat bij projecten waarbij één partij verantwoordelijk is voor ontwerp, aanleg en exploitatie een financieel voordeel van tussen de 5% en 20% ten opzichte van traditionele aanleg contracten mogelijk is. Het belangrijkste argument is de mate waarin vrijheden kunnen worden omgezet in life cycle optimalisaties. In gesprekken met marktpartijen wordt ook bevestigd dat men de knip tussen bouw en exploitatie negatief waardeert. Op basis van deze analyse wordt het nadelig effect van de beperkte optimalisatie mogelijkheid geschat op ca. 5% van de investeringsuitgaven van het OWP.

Resultaten

De gekwantificeerde delta's zijn verwerkt in het kasstroomoverzicht van het model. In onderstaand figuur wordt het verschil in contante waarde ten opzichte van het basismodel geïllustreerd.

Figuur 21: Contante waarde van de delta's van het Eigendomsoverdrachtmodel



Bron: PwC analyse

Te zien is dat bij het Eigendomsoverdrachtmodel er drie belangrijke effecten optreden. Ten eerste het beperken van de ruimte voor optimalisatie van aanleg, onderhoud en exploitatie door ontwerp en aanleg te splitsen van de exploitatie. Ten tweede het risico kostenoverschrijding en uitloop van het aanleg contract. En tenslotte een verminderd volumerisico doordat het OWP op het moment van prijsvorming al volledig operationeel is. Tezamen met de overige effecten resulteert dit in een contante waarde die ca. 10% hoger ligt ten opzichte van het basis SDE-model. In de tabel hieronder, Tabel 19, zijn de uitkomsten van het Eigendomsoverdrachtmodel weergegeven.

Het Eigendomsoverdrachtmodel heeft op de lange termijn de hoogste overheidsbijdrage van de geanalyseerde modellen (10% hoger dan het basis SDE-model) in termen van contante waarde. Het eigendomsoverdracht model heeft echter een bijzonder kasstroom profiel, waarbij eerst de investeringsuitgaven worden betaald en vervolgens de verkoopprijs wordt ontvangen. Dit betalingsprofiel zorgt er voor dat ondanks de hoge contante waarde dit model van alle modellen de laagste reële overheidsbijdrage nodig heeft.

Tabel 19: Uitkomsten van het Eigendomsoverdrachtmodel

Eigendomsoverdracht model		Reëel	Contante	Reëel	Contante
		Waarde		Waarde	
		Lange Termijn		Korte Termijn	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	1,6	1,2	1,6	1,2
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	1,0	0,4	1,0	0,4
Delta's	(euro mld.)	0,1	0,1	0,1	0,1
Totale uitgaven	(euro mld.)	2,7	1,7	2,7	1,8
Overheidsbijdrage (1)	(euro per kWh)	0,06	0,05	0,06	0,05
Totale overheidsuitgaven per park	(euro mld.)	1,2	1,0	1,2	1,0
Contante waarde ten opzichte van het SDE model			10%		10%

Conclusie

Een model zoals het Eigendomsoverdrachtmodel, waarbij de overheid zich stevig positioneert als opdrachtgever, staat op behoorlijke afstand van zowel de huidige praktijk in Nederland als van de internationale modellen. De nadelige effecten van dit model zorgen ervoor dat het van alle modellen de hoogste contante waarde van overheidsuitgaven vertegenwoordigd (10% hoger dan het basis SDE-model).

5.10. Participatiemodel

Het participatiemodel is er op geënt om als overheid mee te delen in de risico's maar ook mee te kunnen profiteren van eventuele positieve ontwikkelingen. Daarnaast zou een participatie een duidelijk signaal af geven aan de markt over de ambities en het commitment van de overheid bij windenergie op zee. De samenwerking heeft niet alleen de vorm van het delen van uitgaven en inkomsten, maar ook van samenwerken bij het uitvoeren van onderzoek en het aanvragen van vergunningen. Door de actieve ondersteunende rol van de overheid wordt bovendien veel kennis opgebouwd. Deze kennis kan vervolgens worden ingezet bij volgende projecten.

Het Participatiemodel is een model dat op een aantal vlakken gelijkens kent met het Engelse "Crown Estate" model. Internationaal is er veel draagvlak voor het "Crown Estate" model, waarbij de Crown Estate (De Engelse Koninkrijksdomeinen) participeert in de voorbereidingen (zowel in uitgaven als risico's) van een OWP. Het is dan ook de verwachting dat een Nederlands participatiemodel op een vergelijkbaar draagvlak kan rekenen. Marktpartijen geven in de consultatie aan de voordelen van een dergelijk model zeker te zien, maar zijn kritisch over de kennisachterstand die de overheid mogelijk heeft bij het invullen van haar rol als aandeelhouder in de windenergiesector.

Een goede opzet van de participerende organisatie is een kritieke succesfactor voor het realiseren van de veronderstelde voordelen. De Nederlandse overheid heeft zelf uitgebreide ervaringen met een dergelijk participatiemodel. Energiebeheer Nederland (EBN) past een dergelijk Participatiemodel al jaren toe in de markt van exploratie en gaswinning. Gesprekken met EBN bevestigen dat een apart op te richten organisatie onder 100% aandeel van de overheid, in staat moet zijn om op de langere termijn kennis op te bouwen en deze in te zetten ten gunste van de uitgaven en daarmee de overheidsuitgaven.

Risico overdracht

Kleiner vergunningenrisico.

Het vergunningenrisico wordt in dit model gedeeld met de overheid. De overheid gaat een belangrijke rol spelen bij de voorbereidingen en het aanvragen van de vergunningen. Dit betekent dat de gevolgen in tijd en in geld van het aantekenen van beroepen of het moeten uitvoeren van additionele onderzoeken worden gedeeld tussen markt en overheid. De overheid heeft in dit model de mogelijkheid om samen met de marktpartij een versnelde leercurve te ontwikkelen. Immers, ze is dan bij de vergunningstrajecten van alle projecten intensief betrokken en kan de opgedane ervaringen direct benutten bij het volgende project. Markt partijen profiteren direct van de kennis en ervaring die door de overheid wordt ingebracht in de participatie.

PwC heeft de inschatting gedaan dat de totale voorbereidingsuitgaven van €25 mln. door schaalvoordelen en een efficiënter proces met ca. €3 mln. kunnen afnemen (zie Bijlage E: Delta 4 voor de gedetailleerde onderbouwing van het effect van het delen van dit risico).

Bijkomende effecten

Verlaging van de financieringsuitgaven

In het Participatiemodel brengt de overheid eigen vermogen in waardoor mogelijkwijze in de perceptie van financiers het faillissementsrisico van het project lager is (de overheidsparticipatie vergroot in dat geval de kans op een "equity cure" zo is de perceptie). Daardoor is het mogelijk dat financiers een lagere risico-opslag berekenen. Dit wordt ook beaamd door sommige van de financiers waarmee gesproken is.

De overheid zal het kapitaal inbrengen tegen een marktconforme rendementseis. Echter er kan worden aangenomen dat de overheid een lagere liquiditeitsmarge betaalt bij het aantrekken van vermogen dan bijvoorbeeld een bank, waardoor de inkoopuitgaven van de overheid iets lager zijn dan die van een commerciële bank. Echter de overheid mag de financiering niet goedkoper inbrengen en voor lagere financieringsuitgaven door de markt wordt impliciet verondersteld dat de overheid ook een risico overneemt. Dat is echter niet de intentie van de overheid.

Het mogelijkere realiseren van lagere financieringsuitgaven bij participatie van de overheid is geen voordeel dat voortkomt uit een betere risicobeheersing en heeft vooral te maken met de perceptie van de financiers dat de overheid op langere termijn steun zal blijven geven aan deze projecten. Om die reden is dit voordeel niet apart gekwantificeerd maar meegewogen in de lange termijn voordelen van overheidsparticipatie zoals hieronder benoemd.

Kennisopbouw in de participatie

Doordat de overheid in een Participatiemodel betrokken is bij de voorbereiding, bouw en de exploitatie van alle offshore OWP'en kan zij snel kennis opbouwen en deze in andere projecten overdragen. ECN (ECN, 2003) noemt in haar onderzoek naar leercurven in windenergie op zee dat "learning-by-interacting" (kostenreducties door het beter ontsluiten van kennis) één van de vier mogelijke factoren is waardoor kostenreducties gerealiseerd kunnen worden.

Doordat de overheid betrokken is bij de voorbereiding, bouw en de exploitatie van het OWP kan zij kennis opbouwen en deze in andere projecten overdragen. Daarnaast zal de participatie een signaalwerking hebben richting de markt. Deze is sterk en kan resulteren in additionele investeringen door de supply chain productiecapaciteit voor OWP-projecten waardoor uiteindelijk de uitgaven gereduceerd worden en de efficiëntie toe zal nemen. Deze voordelen treden alleen op als het model op langere termijn consistent wordt toegepast.

Het voordeel van een actievere rol van de overheid in het Participatiemodel waarbij gestuurd wordt op het realiseren van de hierboven beschreven positieve effecten, wordt door PwC geschat op een voordeel van gemiddeld 5%, ca. €118 mln. op de lange termijn, ten opzichte van het huidige SDE-model (voor een gedetailleerdere onderbouwing wordt verwezen naar Bijlage E: Delta 33).

Dit voordeel is een gemiddelde genomen over de periode 2010-2030. Het betreft een voordeel dat voortkomt uit het sneller doorlopen van de kostencurve dan in de situatie zonder enige vorm van stimulering door de Nederlandse overheid. Het kostenvoordeel door dit additionele leereffect van 5% komt voort uit:

- Lagere organisatie-uitgaven doordat de overheid kennis opbouwt en deze kennis kan toepassen, omdat ze betrokken is bij meer OWP'en.
- Lagere inkoopuitgaven, doordat de supply chain haar capaciteit sneller zal vergroten; en als secundair effect hierop.
- Lagere financieringsuitgaven, doordat de financiers uiteindelijk een lager risicoprofiel percipiëren.

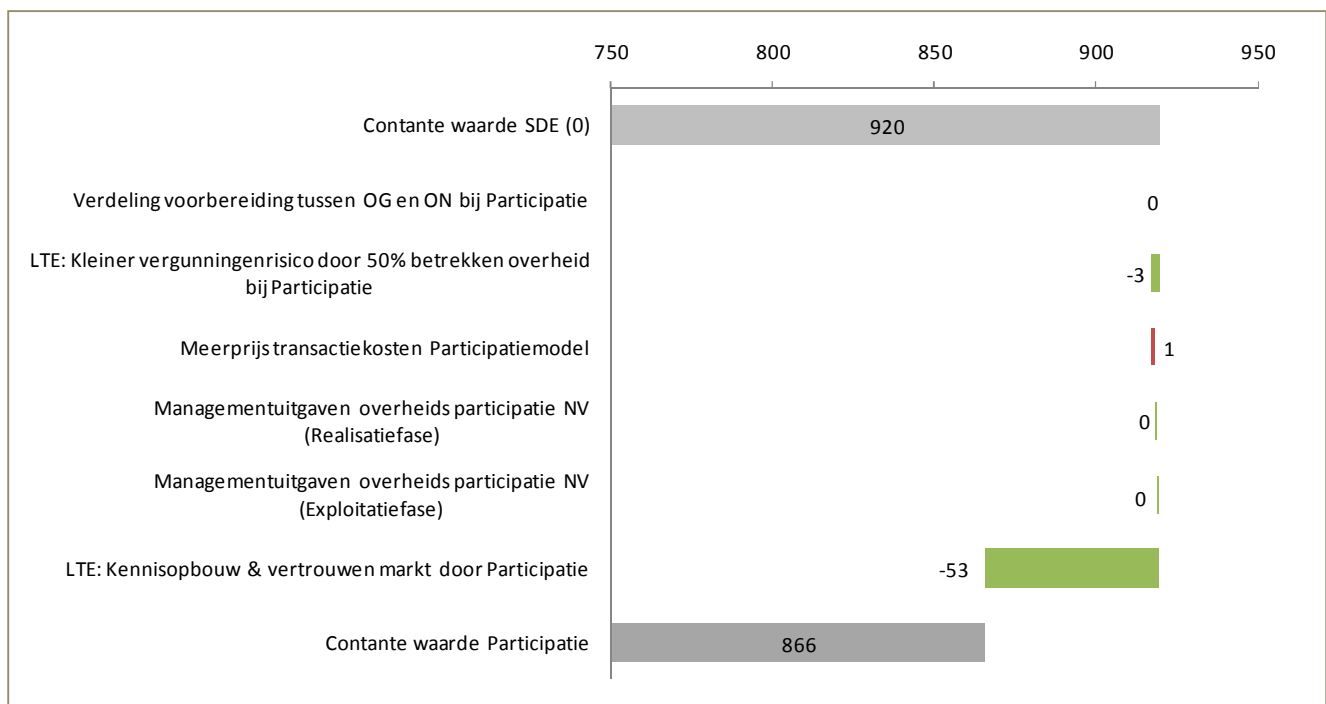
Potentiële up- en downside van de overheid

In het geval dat de overheid participeert in het eigen vermogen van een OWP deelt de overheid mee in de positieve en negatieve resultaten van het OWP. De overheid heeft in dit model de mogelijkheid om op een gunstig moment haar aandeel te verkopen.

Resultaten

De gekwantificeerde delta's zijn verwerkt in het kasstroomoverzicht van het model. In onderstaand figuur, Figuur 22, wordt het verschil in contante waarde ten opzichte van het basismodel geïllustreerd.

Figuur 22: Contante waarde van de delta's van het Participatiemodel



Bron: PwC analyse

Te zien is dat het effect van kennisopbouw en het vertrouwen dat de markt krijgt van dit model een significant verschil oplevert ten opzichte van het basis SDE-model. Tezamen met het beperktere vergunningen risico zorgt dit voor een contante waarde die 6% lager is dan het basis SDE-model.

In de tabel hieronder, Tabel 20, zijn de uitkomsten van het participatiemodel weergegeven.

Tabel 20: Uitkomsten Participatiemodel

Participatiemodel		Reëel	Contante Waarde	Reëel	Contante Waarde
		Lange Termijn		Korte Termijn	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	1,6	1,2	1,6	1,2
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	1,0	0,4	1,0	0,4
Delta's	(euro mld.)	-0,1	-0,1	0,0	0,0
Totale uitgaven	(euro mld.)	2,4	1,6	2,5	1,7
Overheidsbijdrage (1)	(euro per kWh)	0,10	0,05	0,10	0,05
Totale overheidsuitgaven per park	(euro mld.)	1,9	0,9	2,0	0,9
Contante waarde ten opzichte van het SDE model			-6%		0%

De positieve effecten van het Participatiemodel zorgen er voor dat de contante waarde van de overheidsuitgaven op de lange termijn 6% lager is dan bij het basis SDE-model.

Conclusie

In het Participatiemodel zal de overheid risicodragend participeren in de projecten. Het positieve effect dat hiervan uitgaat, zorgt op de lange termijn voor 6% lagere overheidsuitgaven ten opzichte van het basis SDE-model.

5.11. Samenvatting van de effecten

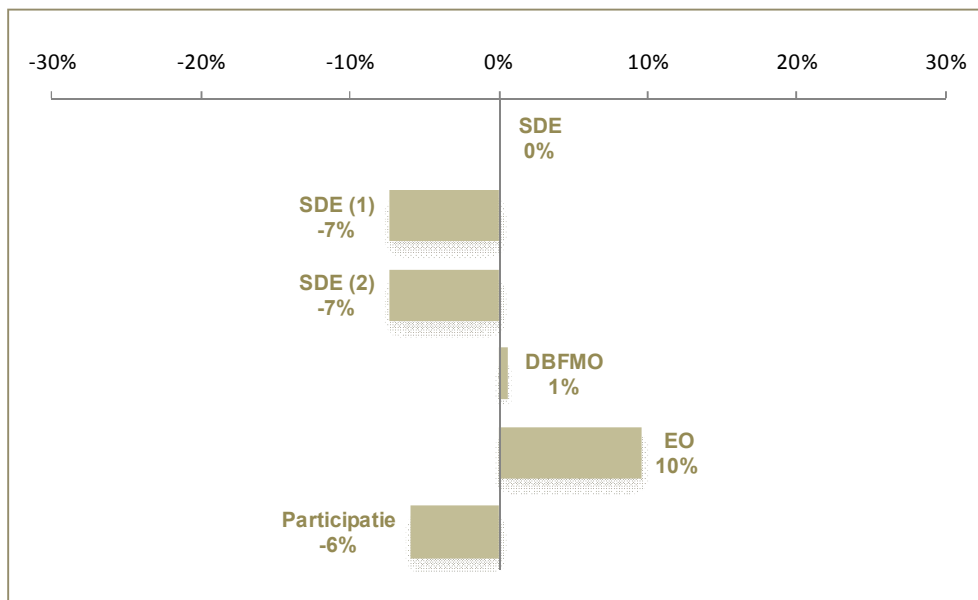
De kwantitatieve vergelijking laat de volgende verschillen zien tussen de verschillende PPS-modellen op basis van de contante waardes.

Het SDE 1, SDE 2 en het participatiemodel laten vrijwel een gelijk uitkomst zien van ongeveer 6% à 7% reductie op de contante waarde van de overheidsuitgaven, ten opzichte van het SDE-model. Deze reductie wordt met name veroorzaakt door het afrekenen van de werkelijke uitgaven in plaats van het betalen van de risicopremie via het subsidiebedrag bij de SDE 1 en 2-modellen. Het Participatiemodel profiteert van het afgeven van een stevig commitment en de kennisopbouw, welke gepaard gaan met een dergelijke structuur.

Opgemerkt moet worden dat deze waardes lager of hoger kunnen uitvallen, afhankelijk van de gekozen aannames. Wel kan gesteld worden dat naargelang er meer OWP'en gerealiseerd worden op de lange termijn de te behalen effecten groter zullen uitvallen.

Het DBFMO en het Eigendomsoverdrachtmodel laten een ongunstige ontwikkeling zien. De beperking van de optimalisatiemogelijkheden, doordat de overheid de organisatie van een deel van het ontwerp en bouw op zich neemt, resulteert in een hogere contante waarde.

Figuur 23: Verschil van de contante waarde ten opzichte van het referentiemodel waarin wordt uitgegaan van een lange termijn effect (een negatief percentage betekent een lagere contante waarde dan het basis SDE-model)



Bron: PwC analyse

Verschillen zijn nihil wanneer de lange termijn effecten niet worden meegenomen

Bij bovenstaande berekening is uitgegaan van de situatie dat er op de lange termijn een serie van offshore OWP'en wordt gerealiseerd. Hierdoor kunnen er een aantal voordelen gerealiseerd worden, zoals leereffecten en kennisoverdracht en het organiseren van een efficiënter vergunningtraject. Wanneer geen rekening wordt gehouden met deze lange termijn ontwikkelingen zijn de voordelen ten opzichte van het huidige SDE-model vrijwel nihil.

6. Naar een optimaler model

Dit hoofdstuk tracht antwoord te geven op de onderzoeksvragen D en E:

“Geef een reflectie van de basismodellen op basis van de uitkomsten bij subvragen, 'A' t/m 'C': is een ander PPS-model mogelijk, dat leidt tot een lagere netto contante waarde van de: benodigde rijksoverheidsuitgaven en een lagere totale omvang van de kosten van, windenergie op zee?”

“Geef aan in hoeverre de hiervoor genoemde modellen kunnen worden gecombineerd met een (leveranciers) verplichting”

Deze vragen worden benaderd in meerdere stappen. Allereerst zullen in paragraaf 6.1 de elementen uit de modellen geïdentificeerd worden welke een meerwaarde hebben. Uitgangspunt daarbij is dat de risico's worden belegd bij de partijen die het risico het beste kunnen beheersen. In paragraaf 6.2 wordt vervolgens geanalyseerd welke andere maatregelen een verdere optimalisatie van het model kunnen bewerkstelligen. Deze maatregelen komen voort uit een aantal suggesties die vooraf gedaan zijn, maar ook uit ervaringen met andere landen en discussies met de begeleidingscommissie. In paragraaf 6.3 wordt dan stilgestaan bij de instrumenten die de overheid kan toepassen om de rolverdeling nader in te vullen. In paragraaf 6.4 worden de bevindingen uit de eerste drie paragrafen vertaald naar een samenvatting van een meer optimaal model met de mogelijke effecten op de uitgaven van de rijksoverheid.

6.1. *Vergelijking tussen modellen leert dat een aantal elementen een meerwaarde kan opleveren*

Het nadenken over de toepassing van PPS constructies wordt veelal gedaan in sectoren die traditioneel door de overheid gefinancierd en aangestuurd worden. Denk daarbij aan de weginfrastructuur, havens, de railsector, maar ook de gezondheidszorg. De overheid heeft jarenlang de infrastructuur gefinancierd en beheerd. In die sectoren wordt vaak gezocht naar mogelijkheden om overheidsdoelen te realiseren met gebruik van private efficiency. De overheid draagt in deze PPS-modellen taken en de bijbehorende risico's over aan de markt. Het bijzondere van windenergie op zee is dat het een jonge sector betreft waarbij de overheid weliswaar bereid is te investeren, maar waarbij geen historie bestaat bij de overheid.

In het vorige hoofdstuk zijn de verschillen tussen de basismodellen gekwantificeerd. De voordelen van PPS-modellen lijken dan, zeker op korte termijn, beperkt. Dat is ook niet onlogisch omdat de overheid veel van de risico's ook niet beter kan beheersen dan marktpartijen. De overheid heeft immers ook geen historie of expertise als het gaat om het uitvoeren van projecten voor windenergie op zee. Wanneer voor de toepassing van PPS-modellen alleen naar de korte termijn wordt gekeken is het ook niet waarschijnlijk dat de overheid beter de risico's van deze projecten kan beheersen.

De elementen die op korte termijn voordelig kunnen uitpakken liggen in het anders inrichten van de vergunningenprocedure, waarbij de overheid een gebied aanwijst en voorbereidend onderzoek doet, en in het toepassen van een indexeringsregeling die het mogelijk maakt voor marktpartijen om de subsidie na het gereedkomen van het OWP opnieuw vast te stellen (zie SDE-variant 1: grondstofprijns risico en risico op minder werkbare dagen op zee). De voordelen van deze twee maatregelen zijn echter beperkt van omvang. Immers, het voordeel van een efficiënter onderzoek en een efficiëntere vergunningsprocedure wordt pas echt zichtbaar bij de aanleg van meerdere OWP'en. Datzelfde geldt voor het overnemen van grondstofprijnsrisico's en het risico op minder werkbare dagen op zee. De overheid kan daarnaast participeren in de financiering van een OWP, maar zolang de overheid vanuit Europese regelgeving marktconforme voorwaarden dient te hanteren, biedt alleen het aanbieden van financiering geen significante voordelen. Het aanbieden van financiering door de overheid biedt alleen voordelen als er sprake is van een tekort aan financieringsmogelijkheden op de markt. Daarnaast gaat van de bereidheid van de overheid om te financieren ook een signaalwerking uit.

Wanneer naar de langere termijn wordt gekeken dan wordt beter zichtbaar dat er voordelen haalbaar zijn. Deze voordelen liggen in:

- Het uitvoeren van voorbereidende onderzoeken door de overheid. Het uitvoeren van een aantal voorbereidende werkzaamheden zoals het aanwijzen van de te ontwikkelen gebieden, het voor deze gebieden uitvoeren van een aantal onderzoeken en het opstellen van een strategische MER.
- Het efficiënter inrichten van het vergunningenproces door de overheid. Dit is bijvoorbeeld mogelijk door het maken van concrete Publiek – Publieke afspraken over de vergunning verlening. Hierbij valt bijvoorbeeld te denken aan het creëren van één overheidsloket voor wind op zee ten behoeve van de vergunning verlening, eventueel uit te breiden met de toekenning van een SDE-beschikking. Doel daarbij is om de doorlooptijd te verkorten en de benodigde inspanning en uitgaven aan beide zijden te verlagen.
- Het toepassen van een indexeringsregeling voor die risico's die in de markt moeilijk te verzekeren zijn (zoals de prijs van staal of het aantal niet-werkbare dagen op zee).
- Het bieden van de mogelijkheid tot participatie van de overheid in OWP'en waarmee de overheid leerervaringen opbouwt, deze ervaringen kan inbrengen in nieuwe projecten en aan de markt laat zien dat er commitment bestaat om te blijven investeren in windenergie op zee. Dat kan ook leiden tot een grotere investeringsbereidheid in de supply chain.

6.2. Effecten van generieke maatregelen

In de onderzoeksvragen en in het overleg met de begeleidingscommissie is bij aanvang van het onderzoek gekozen om te onderzoeken welk effect uitgaat van het toepassen van één of meerdere generieke maatregelen. In overleg met de opdrachtgever is ervoor gekozen om het effect van drie generieke maatregelen te beoordelen:

1. de gecoördineerde aanleg van de energie-infrastructuur;
2. het verlengen van de concessieduur; en
3. introductie van een verplichtingenstelsel.

Daarnaast is aan PwC gevraagd om ook ervaringen uit het buitenland en de discussies met de begeleidingscommissie mee te wegen in deze reflectie. In de gevoerde discussies kwam naar voren dat een andere inrichting van het tenderproces een positieve bijdrage zou kunnen hebben. Naast de drie genoemde punten wordt ook dit punt hieronder nader belicht.

6.2.1. Gecoördineerde aanleg van de energie-infrastructuur op zee

In de huidige situatie is elk OWP verantwoordelijk voor het realiseren van de transmissiekabel, de aanlanding en de aansluiting op het elektriciteitsnet. Het gevolg is een infrastructuur van individuele connecties naar het land. De aanleg van de energie infrastructuur vormt een belangrijk deel van de investering bij de aanleg van een OWP. Voor het referentie-OWP dat we in dit onderzoek beschouwen bedraagt deze investering 11% van de totale aanleguitgaven. De vraag die gesteld wordt is welk kwalitatief en kwantitatief verschil er bestaat voor de beoordeling van de modellen in de situatie dat de overheid de aanleg van de energie-infrastructuur coördineert versus de situatie waarin elk OWP dat individueel regelt.

In beide situaties moet de aanleg van de energie infrastructuur betaald worden. Wanneer de overheid dat doet via een directe opdracht aan bijvoorbeeld TenneT loopt het bedrag niet via de SDE-subsidie maar komt het via de transporttarieven tot uitdrukking als maatschappelijke kosten. Voor de kwantitatieve vergelijking is het daarom vooral van belang of een gecoördineerde aanleg van de energie-infrastructuur leidt tot hogere of lagere uitgaven.

Op die vraag blijkt geen eenduidig antwoord gegeven te kunnen worden. Er is door verschillende partijen onderzoek verricht naar de mogelijkheden om voordelen te behalen met een gecoördineerde rol bij het aanleggen van de energie-infrastructuur (Danish Energy Authority 2007, Ecofys 2009, Crown Estate 2008). Deze onderzoeken laten zien dat de uitgaven erg afhankelijk zijn van de specifieke situatie. Factoren zoals de afstand tot de kust, het aantal en de timing van de OWP'en en de mogelijkheden om aan te takken op de energie-infrastructuur op land spelen daarbij een belangrijke rol. De conclusies van de drie genoemde onderzoeken luiden dat er voordelen haalbaar moeten zijn als de ontwikkeling van OWP'en op zee plaatsvindt vanuit een meerjarige planning en wanneer vanuit die planning ook de aanleg van de energie-infrastructuur

plaats vindt. Voordelen liggen dan vooral in het optimaliseren van de technische oplossing, gegeven de benodigde functionaliteit, de uitgaven en de risico's. In de onderzoeken wordt echter ook gewezen op het gevaar van vertraging en hogere uitgaven die uit kunnen gaan van een gecoördineerde aanpak. Immers, coördinatie vraagt om studies en overleg en kan ook leiden tot een gebrek aan slagvaardigheid. Ook kan de situatie ontstaan waarin het voordelig lijkt om vooraf te investeren in energie-infrastructuur, terwijl de ontwikkelingen op zee nog niet zeker zijn. Dat brengt risico's met zich mee voor de overheid. Gecoördineerde aanleg wordt door de meeste marktpartijen gezien als een voordeel, doordat dit een risico wegneemt bij de marktpartij. Zeker voor de ontsluiting van de OWP'en op de energie-infrastructuur op land. Dat is vooral van belang bij een grote groei van de capaciteit op zee. Daarnaast wordt als positief punt aangemerkt dat de overheid op deze wijze een signaal afgeeft blijvend te willen investeren in deze markt.

Deze generieke maatregel kan niet in alle vijf de beschreven PPS-modellen op dezelfde wijze worden ingepast. In het Eigendomsoverdracht Model zal de aanleg van de energie-infrastructuur altijd gecoördineerd worden door de overheid. De overheid is in dat model immers verantwoordelijk voor de aanleg van het OWP. In de andere vier modellen kunnen beide scenario's worden toegepast. Dat zal geen verschil maken voor de vergelijking van de modellen.

Conclusie

Op basis van de genoemde onderzoeken en gesprekken met een aantal marktpartijen is de inschatting van PwC dat coördinatie van de energie-infrastructuur op zee alleen een gunstig effect kan hebben op de uitgaven als er een lange termijn planning bestaat voor de omvang en de locaties van nieuw te realiseren OWP. Op dat moment kan een coördinerende rol een positief effect hebben. Over de omvang van die voordelen kan nu nog geen uitspraak worden gedaan. Als er meer zicht bestaat op de toekomstige ontwikkeling van windenergie op zee, verdient het de aanbeveling een gecoördineerd aansluitbeleid te voeren waarin gestreefd wordt naar het realiseren van de meest effectieve en efficiënte oplossingen.

6.2.2. Verlenging van de concessieperiode

In deze paragraaf wordt ingegaan op de vraag of een langere concessieperiode effect heeft op de contante waarde van de overheidsuitgaven. Het betreft alleen een verlenging van de concessieperiode, niet de verlenging van de subsidie.

6.2.2.1. Het verdubbelen van de concessieduur is aantrekkelijk voor marktpartijen

In het huidige model wordt een concessieduur van 20 jaar gehanteerd. Na afloop van de concessieperiode wordt het OWP volledig gemoveerd. De vraag die wordt gesteld is of een verlenging van de concessieperiode de benodigde overheidsbijdrage kan verlagen. Door een aanzienlijke verlenging van de concessieduur tot een termijn van bijvoorbeeld twee keer de economische levensduur van een OWP (*i.e.* 40 jaar) en het handhaven van SDE-termijn verandert de business case van de marktpartijen. Naast de potentiële voordelen van extra inkomsten neemt gegeven de lange termijn ook de onzekerheid toe. Daarbij is het de vraag in hoeverre potentiële baten ook met voldoende zekerheid kunnen worden ingeschat om mee te nemen in de bieding.

De badkuipkromme is de typische beschrijving voor de operationele uitgaven die gedurende de levensduur van een activum ontstaan. In de begin periode zijn de operationele uitgaven hoog, als gevolg van eventuele kinderziektes en het operationeel inregelen en testen van de installaties. In de middenfase zijn de operationele uitgaven laag. In de laatste fase van de economische levensduur zullen de operationele uitgaven toenemen. De onderdelen van de installatie bereiken hun normale levensduur en men probeert door additioneel onderhoud de levensduur van de installatie te verlengen. Analooq aan de uitgaven kan ook de kans op falen in een badkuipkromme uitgezet worden. Deze krommes hebben een verschillende vorm voor de verschillende onderdelen van een OWP.

Voor het referentie-OWP wordt aangenomen dat de turbines een maximale economische levensduur hebben van 20 jaar. Daarna worden de operationele uitgaven/kans op falen groter dan de operationele inkomsten. Na 20 jaar zal dus vrijwel altijd een vervangingsinvestering nodig zijn.

De economische levensduur van de fundering en de kabel is waarschijnlijk langer dan 20 jaar. Bij een concessieduur van 40 jaar is het in theorie mogelijk om na 20 jaar nieuwe turbines te realiseren op de oude infrastructuur en op die manier de uitgaven van opruiming en nieuwbouw te besparen. Voor het standaard referentie-OWP zou dat betekenen dat de herhaalde realisatie kan plaatsvinden tegen 20%-30% lagere investeringsuitgaven ten opzichte van volledige nieuwbouw.

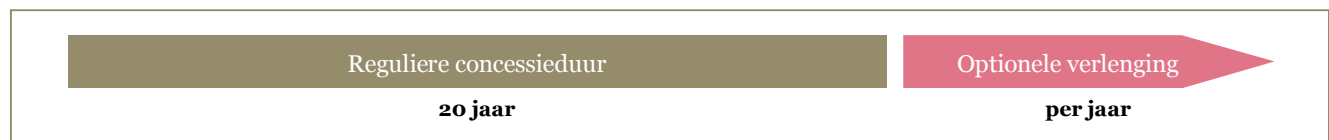
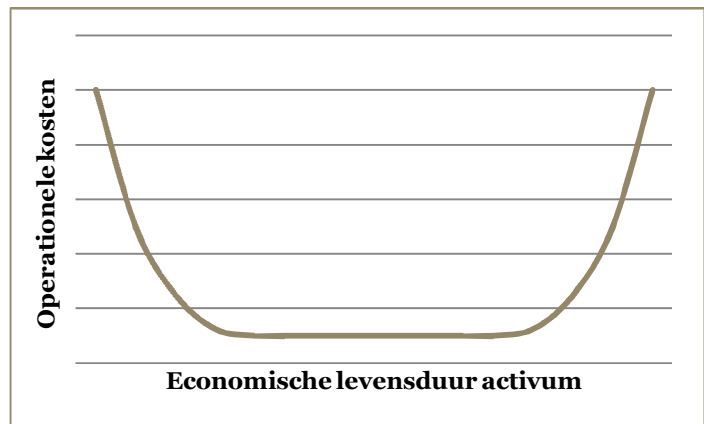
Het hierboven beschreven voordeel zal zich in de bieding op het subsidiebedrag enkel materialiseren indien ontwikkelaars in staat zijn een robuuste business case op te stellen voor concessieperiodes van 40 jaar, waarbij de potentiële voordelen van herhaalde realisatie opwegen tegen de additionele onzekerheid van de projecties die gepaard gaat met een dergelijke lange looptijd. Feitelijk wordt aan partijen gevraagd om de kans in te schatten dat zij over 20 jaar met de dan bestaande technieken een winstgevende business case kunnen realiseren.

Gezien de onzekerheid op economisch, technisch, meteorologisch, financieel en maatschappelijk/politiek gebied is het waarschijnlijk dat de voordelen van een concessieduur van 40 jaar zich op voorhand niet zullen vertalen in een lagere overheidsbijdrage. Wel kan geconcludeerd worden dat een langere concessieduur aantrekkelijker is voor marktpartijen gegeven de mogelijke upside die dit met zich mee kan brengen. Immers, men hoeft niet te investeren na 20 jaar. Men heeft wel de kans om dat te doen als de omstandigheden dan gunstig zijn.

6.2.2.2. Een optie op verlenging van de concessieduur creëert een “upside” voor de overheid

Er is een optimalisatie van de concessieduur mogelijk waarbij zowel de marktpartij als de overheid profiteren van de voordelen van een verlenging (voor zo ver voordelen zich daadwerkelijk aandienen aan het eind van de reguliere concessie periode). Bij het aflopen van de reguliere concessieduur wordt aan partijen de optie geboden om de concessie met een periode van één of meerdere jaren te verlengen. Indien de marktpartij gebruik wenst te maken van de optie (i.e. er is een positieve business case), dan wordt de verplichting tot het opruimen van het OWP opgeschort met een periode gelijk aan de verlenging. In ruil voor de verlenging draagt de marktpartij elk jaar van de verlenging een gedeelte van het gerealiseerde rendement af (profit-sharing).

Figuur 24: Badkuipkromme van de operationele uitgaven van een activum



Om marktpartijen de mogelijkheid te geven een deel van het potentiële voordeel van de optie te verdisconteren in de rendementseis en daarmee in de hoogte van het subsidie bedrag, moeten de spelregels voor het toekennen van de verlenging evenals de wijze van profit-sharing van te voren vastliggen. Het toepassen van opties komt ook voor in Duitsland en Engeland.

Conclusie

Het toepassen van een langere concessieduur zal waarschijnlijk niet leiden tot lagere overheidsuitgaven omdat partijen het potentiële voordeel nu niet kunnen inschatten. Het kan interessant zijn om de verlenging wel als een optie mee te geven, gecombineerd met een regeling voor profit-sharing.

6.2.3. Invoer van een leveranciersverplichting voor hernieuwbare energie

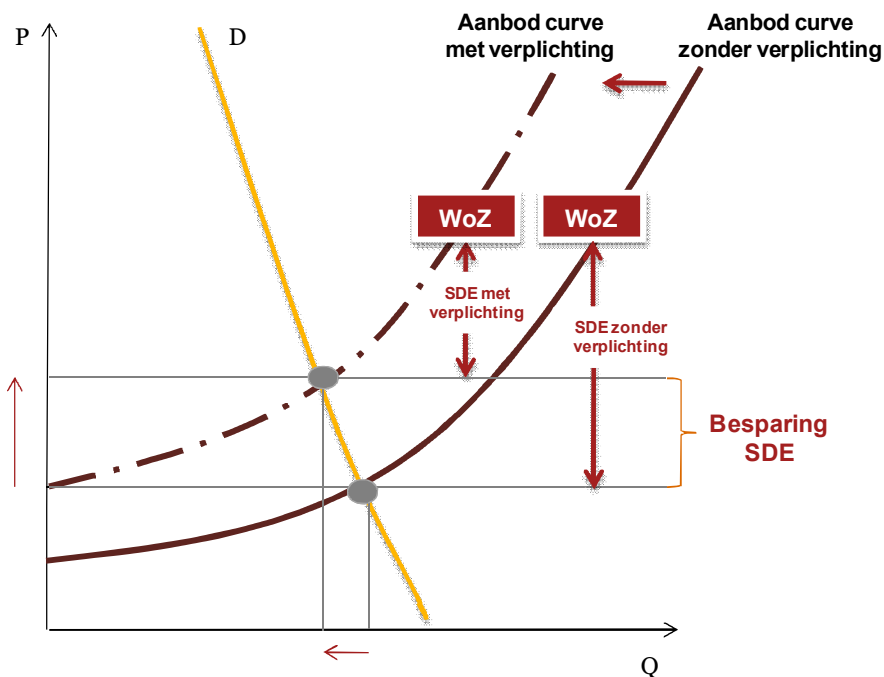
De huidige SDE-regeling is gestoeld op de gedachte dat de overheid bepaalde doelstellingen heeft voor hernieuwbare energie die niet tot stand zouden komen zonder overheidsinterventie. Doordat de uitgaven van veel manieren van opwekking van hernieuwbare energie relatief hoog zijn in verhouding tot de elektriciteitsprijs, ontstaat er bij elk project een onrendabele top. Met de SDE-subsidie wordt de onrendabele top gefinancierd.

SDE en een verplichtingenstelsel dienen beide hetzelfde doel, het bevorderen van hernieuwbare energie door middel van een prikkel, echter allebei op een andere wijze. Zo stuurt de overheid met SDE door middel van een prijsinstrument, met verplichtingenstelsel door middel van een volume-instrument. De vraag is gesteld in hoeverre een leveranciersverplichting gecombineerd kan worden met de genoemde PPS-modellen.

6.2.3.1. Een verplichtingenstelsel zal de elektriciteitsprijs verhogen

Door energieleveranciers wettelijk te verplichten tot een bepaald aandeel hernieuwbare energie zal een hogere prijs worden doorberekend aan consumenten (in de veronderstelling dat hernieuwbare energie duurder is dan grijze energie). De mate waarin de prijs stijgt en het aanbod verschuift zal afhangen van de elasticiteit/substitutie van energie. Zie ook de figuur hieronder.

Figuur 25: Verplaatsing van de kostencurve bij een verplichtingenstelsel verlaagt het subsidie bedrag (SDE)



Door invoering van het verplichtingenstelsel worden hernieuwbare energieoplossingen die voor invoering niet rendabel waren mogelijk nu wel rendabel, omdat deze door de markt kunnen worden vergoed. Door de marktvergoeding garandeert het verplichtingenstelsel dat enkel de meest kostefficiënte technieken worden ingezet. Dit zal marktpartijen dwingen om waar mogelijk te innoveren. Windenergie op zee is op dit moment een van de duurste vormen van hernieuwbare energie en zou bij een leveranciersverplichting dan ook niet langer gewild kunnen zijn omdat andere vormen van hernieuwbare energie voorrang krijgen bij de

producenten. Dat zou opgelost kunnen worden door de leveranciersverplichting te combineren met een vorm van subsidie voor windenergie op zee.

De vraag die is gesteld is of een verplichtingenstelsel gecombineerd kan worden met de verschillende PPS-modellen. Een verplichtingenstelsel is zoals gezegd een volume-instrument waarmee een artificiële vraag gecreëerd wordt op de markt. De verschillende PPS-modellen stimuleren het aanbod van hernieuwbare energie door middel van contractuele- en prijsinstrumenten. Omdat deze instrumenten de markt beiden op een ander aspect reguleren zijn ze in de basis wel met elkaar te combineren. Los van de mogelijkheid is het de vraag of het zinvol is om een verplichtingenstelsel te combineren met modellen die direct sturen op de hoeveelheid geïnstalleerd vermogen (zoals het eigendomsoverdrachtmodel en het DBFMO model). De impact van een verplichtingenstelsel op deze modellen is namelijk beperkt, daar het tempo en de omvang van de hoeveelheid geïnstalleerd vermogen bij deze modellen afhankelijk zijn van het opdrachtgeverschap van de overheid. Bij de overige modellen (SDE, SDE1, SDE2 en Participatie) ligt de keuze voor de vorm van hernieuwbare energie bij de leverancier zelf.

Conclusie

De keuze voor een leveranciersverplichting is vooral een marktordeningkeuze waarvan het effect op de totale overheidsbijdrage niet hard onderbouwd kan worden. De leveranciersverplichting kan gecombineerd worden met de 5 PPS-modellen, waarbij een combinatie met het DBFMO-model niet voor de hand ligt.

6.2.4. *Andere inrichting van het tenderproces*

In het huidige SDE-model vindt de concurrentie plaats tussen kavels en niet om een kavel. In de modellen DBFMO, eigendomsoverdracht en het participatiemodel zit al het uitgangspunt dat de overheid de kavels selecteert en de markt daarop laat bieden. De voor- en nadelen van de aanpakken zijn niet eenduidig en hangen ook af van de marktomstandigheden en de mate van concurrentie.

Bieden om een kavel lijkt alleen aantrekkelijk als de overheid de vergunning in belangrijke mate voorbereid. Het zou immers erg inefficiënt zijn als alle geïnteresseerde bidders zelf een vergunning zouden aanvragen. Dit proces zou moeten leiden tot een level playing field en een grotere concurrentie. Bij een groot aantal bidders betekent dit wel dat er veel afvallers zijn, die hun voorbereidings- en biedingsuitgaven dan kwijt zijn. Wanneer er onvoldoende mogelijkheden zijn om deze verloren uitgaven terug te verdienen in andere projecten zullen marktpartijen geneigd zijn niet langer mee te bieden.

Bij het bieden tussen kavels (de huidige situatie) is er in theorie sprake van een ongelijke situatie. Kavels zijn niet gelijk en kunnen verschillen in potentie. Ook kan de hoogte van de toegekende subsidie verschillen. In de praktijk kan een partij die als tweede eindigt een hogere subsidie per kWh ontvangen voor zijn kavel, dan de winnaar ontvangt voor zijn kavel. Dit kan strategisch biedgedrag oproepen waardoor de concurrentie wordt verstoord. Ook hier geldt dat de afvallers hun investering kwijt zijn, tenzij ze in een volgende ronde alsnog een kavel kunnen bemachtigen.

Bij het vooraf selecteren van kavels door de overheid, kan de overheid ook haar rol in de voorbereiding beter invullen. Zij kan dan immers haar inspanningen (bodemonderzoek, vergunning voorbereiden, etc.) gericht uitvoeren.

In de interviews is aangegeven dat de huidige systematiek onvoldoende prikkels bevat voor innovatie en/of het verhogen van de productie. Door niet langer uit te gaan van normatieve vollasturen en opgestelde MW's maar van doelstellingen in termen van productie kan innovatie veel meer gestimuleerd worden. Immers, nu wordt uitgegaan van een maximaal aantal vollasturen bij een opgestelde capaciteit in MW. Daarmee worden innovatieve turbines die wellicht duurder zijn maar meer produceren per opgestelde MW niet snel geplaatst (immers dit zou binnen de huidige regeling resulteren in een relatief ongunstige bieding ten opzichte van andere bidders). De regeling kan innovatie meer stimuleren door recht te doen aan het feit dat de marginale overheidsbijdrage binnen één OWP (de extra overheidsuitgave om binnen het huidige park een extra vollastuur te kunnen produceren) lager kunnen zijn dan de marginale overheidsbijdrage voor het realiseren van een extra vollastuur in een nieuw opvolgend OWP. Deze maatregel zou je in alle modellen kunnen toepassen.

Door in de tender gebruik te maken van meerdere mogelijkheden voor overheidssteuning kunnen marktpartijen ondersteund worden op een manier die het beste past bij hun situatie. Daarbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan het verstrekken van garanties of achtergestelde leningen door de overheid, maar ook aan indexeringsregelingen. Feitelijk neemt de overheid in die situaties risico's over van marktpartijen en dat zou terug moeten komen in een lagere bieding. Om biedingen vergelijkbaar te houden zou de overheid ten behoeve van de beoordeling een mechanisme moeten hanteren waarbij biedingen van marktpartijen gecorrigeerd worden voor risico's die aan de overheid worden overgedragen (dit kan eenvoudig gebeuren door de beprijzing van de aan de overheid overgedragen risico's op tellen bij de bieding van de betreffende partij). Het toepassen van deze maatregel verhoogt de kans op concurrerende biedingen, maar verhoogt wel de complexiteit van de regeling.

6.3. Instrumentarium van de overheid

De overheid kan voor het vormgeven van haar betrokkenheid gebruik maken van meerdere instrumenten. In deze paragraaf wordt daar nader op ingegaan. Op dit moment gebruikt de overheid het subsidie instrument om een financiële bijdrage te leveren aan de projecten en met die subsidie wordt tevens grotendeels het prijsrisico overgenomen van de markt. Met deze regeling heeft de overheid het voordeel van stijgende energieprijzen. Echter de regeling legt een groot deel van de risico's neer bij de markt en die berekent daar een risicopremie voor. Die premie is een inschatting die voldoende moet zijn om tegenvallers op te vangen. Als de risico's zich niet voordoen of de uitgaven lager uitvallen dan verwacht, is dat nu een voordeel voor de markt. Die hoge risicopremie komt op meerdere manieren terug in de structurering van projecten:

1. Het aandeel van het eigenvermogen in de financiering van de projecten is relatief hoog vanwege het hoge risicoprofiel. In de huidige markt is ten minste 30% - 40% eigen vermogen nodig als een buffer om vreemd vermogen aan te kunnen trekken.
2. Risico-opslagen op de benodigde leningen zijn relatief hoog en liepen de afgelopen jaren uiteen tussen 200 en 450 basispunten.
3. In de kasstroomprojecties van de projecten wordt gerekend met verschillende scenario's. Die scenario's kennen gezien de onzekerheden grote bandbreedtes. Voor de financiering wordt veelal gemikt op scenario's die uitgaan van de P90-waarden om zo de onzekerheden te beperken. Dat gebeurt in andere sectoren ook. Echter, door de grote spreiding in uitkomsten betekent het hanteren van een P90 waarde in deze sector een relatief hoge risico opslag. Naast de onzekerheden die terugkomen in deze scenario's worden nog risicoreserveringen (contingencies) opgenomen van 15-20% van de investering.
4. Projecten worden vaak op de balans van bedrijven gefinancierd (corporate finance) omdat het vrijwel onmogelijk is om de bouwrisico's via een EPC-contract met vaste prijs door te zetten naar aannemers. Doordat de ontwikkelaar (vaak een utility) een groot deel van de risico's houdt is projectfinanciering vrijwel niet mogelijk. (zie paragraaf 3.2.6)

De vraag die gesteld wordt is of de overheid, eventueel naast subsidie, ook andere instrumenten kan inzetten die met name kunnen helpen in de financiering van projecten. Daarbij wordt gedacht aan financiële instrumenten als het inzetten van garanties, (achtergestelde) leningen en het verstrekken van eigen vermogen, of een contractuele joint venture. Voor al deze instrumenten geldt dat ze aan strenge regels gebonden zijn om verstoring van de concurrentie of vormen van ongewenste staatssteun te voorkomen.

Het toepassen van garanties

Het verstrekken van overheids garanties op leningen is de afgelopen jaren een vaker ingezet instrument. De overheids garantie houdt in dat de overheid garant staat voor het terugbetalen van de lening als de onderneming of het project daar zelf niet toe in staat is. Daarmee neemt de overheid een groot deel van de risico's voor haar rekening. Het toepassen van een garantieregeling is aan strenge voorwaarden gebonden. Dat betekent bijvoorbeeld dat een premie gevraagd wordt die marktconform moet zijn. Het toekennen van een garantie kan ertoe leiden dat leningen makkelijker aangetrokken kunnen worden. Het toekennen van een garantie verandert echter niets aan de projectrisico's. Die worden door het toekennen van een overheids garantie niet beter beheerst. In feite neemt het toezicht op de risicobeheersing meestal af omdat private financiers meer gewend zijn aan het uitoefenen van een toezichthoudende rol dan de overheid. Als instrument ter bevordering van windenergie op zee zouden ze een functie kunnen hebben in een markt om de financieringsuitgaven te drukken. Dat zou betekenen dat de SDE-subsidie omlaag gebracht kan worden. Dit voordeel zou de overheid echter moeten reserveren om het optreden van eventuele risico's op te kunnen vangen. Als aangenomen wordt dat de

risicopremie die de markt nu rekent representatief is voor de risico's dan leidt het inzetten van garanties niet tot een voordeel voor de overheid.

Het verstrekken van achtergestelde leningen

Het kenmerk van een achtergestelde lening is dat de verschaffer van deze lening bij tegenvallende kasstromen, na de verschaffer van het eigen vermogen, als eerste aan de beurt is om geen of lagere rentebetalingen te ontvangen. Wanneer de overheid deze lening zou verschaffen is het effect afhankelijk van de condities die de overheid stelt bij het verschaffen van deze lening. Aangezien de overheid dezelfde condities hanteert als een marktpartij heeft een overheidslening geen voordelen. Deze marktconforme condities komen voort uit een waardering van het risicoprofiel van het project, waarbij de wijze van financiering of de achtergrond van de financier het risicoprofiel van het project niet veranderen. De rol van de overheid als financier kan toegevoegde waarde hebben als er echt een tekort is aan financiering voor deze projecten en zeker voor de meer risicodragende leningdelen. In dat geval kan het verstrekken van deze achtergestelde leningen ertoe bijdragen dat het risicoprofiel voor andere financiers afneemt, zodat deze projecten aantrekkelijker worden om in te stappen. De risicobuffer wordt immers groter voor deze financiers. Daarmee kan het verstrekken van achtergestelde leningen een positief effect hebben op het tot stand komen van projecten. Afhankelijk van de projectresultaten krijgt de overheid de lening plus de afgesproken rente geheel of gedeeltelijk terugbetaald. Die rente betreft dan een vergoeding voor de gelopen risico's. In kastermen wordt door de overheid in dit geval, naast de subsidie ook een lening verschaft. Deze wordt weliswaar terugbetaald, maar heeft wel impact op de begroting.

In het meest gunstige scenario ontvangt de overheid de aflossingen ter grote van de totale hoofdsom plus de van te voren afgesproken rente betalingen. Er is daarmee geen sprake van een hoger rendement bij betere prestaties dan verwacht.

Het verstrekken van eigen vermogen

Het verstrekken van eigen vermogen houdt in dat de overheid volledig meedeelt in de mee- en tegenvallers van een project. Aangezien de overheid verplicht is dezelfde rendementseisen te stellen als een private partij, leidt een dergelijke participatie niet tot een directe impact op de hoogte van de subsidie. Zoals bij de bespreking van het participatiemodel reeds aangegeven, zouden er beperkte voordelige effecten kunnen zijn bij een participatie met eigen vermogen. In belangrijke mate geldt hier verder dezelfde redenering als bij het verstrekken van een achtergestelde lening.

De potentiële upside van het participeren in eigen vermogen bestaat uit twee delen. Ten eerste deelt de overheid mee in de upsides van het project door middel van de winstafhankelijke uitkering aan de aandeelhouders (dividend). Daarnaast kan de overheid een voor haar gunstig moment kiezen om haar aandeel in het project te verkopen, waardoor zij mogelijk een hoger rendement kan realiseren. Er is dan dus sprake van een hoger rendement bij betere prestaties dan verwacht. De downside is dat de overheid haar gehele inleg kwijt kan raken en dat zij bij zware tegenvallers zelfs gevraagd zal worden om de middelen aan te vullen.

Contractuele joint venture

Alternatief voor een participatiemodel waarbij de overheid een deel van de financiering van een SPV voor haar rekening neemt is het aangaan van een samenwerkingscontract met de ontwikkelaar. In een dergelijk contract kan bijvoorbeeld worden vastgelegd dat de overheid haar aandeel van de uitgaven en risico's betaalt en in ruil daarvoor een zelfde aandeel van de energie productie mag verkopen. Voordeel van een samenwerkingscontract is dat er minder discussie ontstaat over marktconforme rendementseisen op overheidsfinanciering. Nadeel is dat er een grotere administratieve inspanning geleverd moet worden om de juiste verdeling van de uitgaven vast te stellen (rekening houdend met belastingen, afschrijvingen en anderen relevante boekhoudkundige regels).

Conclusie

De overheid heeft de mogelijkheid om verschillende financiële instrumenten in te zetten. Echter, de inzet van deze instrumenten is aan strenge regels gebonden. De inzet van de verschillende instrumenten leidt dan ook niet direct tot een financieel voordeel. De uitgaven van de instrumenten zijn immers marktconform. Het aanbieden van financieringsmogelijkheden door de overheid kan in de huidige markt echter wel voordelen hebben omdat verwacht wordt dat er gebrek aan financieringsmogelijkheden zal ontstaan. Daarnaast zal van een dergelijk aanbod een positief signaal uitgaan dat de overheid bereid is in deze markt te investeren.

6.4. Conclusies

In dit hoofdstuk is vanuit verschillende invalshoeken gereflecteerd op de verschillende PPS-modellen. Deze reflectie heeft geleid tot elementen die bij kunnen dragen aan een meer optimaal model. Deze elementen kunnen verdeeld worden in de volgende categorieën:

1. Een meer prominente rol van de overheid in de voorbereidingsfase:
 - a. een overkoepelende MER uitvoeren;
 - b. zelf een kavelselectie maken en een uitgifteplanning;
 - c. een one-stop-shop creëren voor de vergunningen;
 - d. een gecoördineerd aansluitbeleid voeren vanuit een lange termijn uitgifteplanning.
2. Beperkte aanpassingen van de SDE-regeling:
 - a. meer innovatie stimuleren door te sturen op productiedoelstellingen;
 - b. bieden op een kavel.
3. Het gedeeltelijk overnemen van moeilijk te verzekeren risico's in de bouwfase door het toepassen van indexeringsregeling.
4. Het vergroten van financieringsmogelijkheden door partijen de mogelijkheid te bieden gebruik te maken van overheidsfinanciering onder marktconforme condities.

De effectiviteit van deze elementen zal toenemen als de overheid ook een langjarig perspectief hanteert. In dat geval kan de toegevoegde waarde van de overheidsrol groter worden omdat dan een aantal voordelen meer zichtbaar zal worden. Het betreft de mogelijkheid om in de voorbereiding het proces te optimaliseren, op grotere schaal de onderzoeken uit te voeren, daadwerkelijk optimalisaties te realiseren in de coördinatie van de aanleg van de infrastructuur en om de voordelen van het afrekenen op werkelijke uitgaven ook te realiseren. Daarnaast zal een dergelijk lange termijn perspectief het ook mogelijk maken om vanuit een participatiemaatschappij deel te nemen in projecten. Een dergelijk initiatief zal investeerders in de gehele supply chain meer zekerheid geven en dit zal een positief effect hebben op de uitgavenontwikkeling van windenergie op zee.

Dit meer optimale model zien we dan in twee mogelijke vormen:

1. Een model waarin de overheid vooral de randvoorwaarden beter invult en eventueel kan helpen met het verstrekken van financiering in de vorm van (achtergestelde) leningen. Dit model past wellicht het beste bij de gedachte dat de overheid geen specifiek stimuleringsbeleid voor windenergie op zee zal ontwikkelen.
2. Een model waarin de overheid vanuit een participatiemaatschappij (tijdelijk) zal deelnemen in het eigen vermogen van projecten.

De risicoverdelingen voor beide varianten zijn hieronder weergegeven.

Tabel 21: Risicoverdeling in de geoptimaliseerde modellen

Model	Voorbereiding		Bouw				Exploitatie			
	Vergunningrisico	Ontwerprisco	Beschikbaarheid Supply chain	Fluctuerende grondstofprijzen	Weersomstandighedenbouw	Interfacierisico	Technologie O&M Risico	Volume risico	Prijrisico	Ontsluitingsrisico
SDE (basismodel)	●	●	●	●	●	●	●	◐	◐	●
Geoptimaliseerd model zonder participatie	○	●	●	◐	◐	●	●	◐	◐	○
Geoptimaliseerd model met participatie	○	◐	◐	◐	◐	◐	●	◐	◐	○

● = Volledig risico markt

○ = Volledig risico overheid

◐ = Gedeeld risico markt en overheid (Het risico wordt in meer of mindere mate verdeeld tussen overheid en markt)

6.4.1. Geschat voordeel van een geoptimaliseerd model

Bij toepassing van bovenstaande elementen in een model schatten wij in dat op langere termijn een voordeel van tussen de 6% en 15% behaald kan worden. Dat voordeel is gebaseerd op de gecombineerde voordelen van de modellen SDE 1- en het participatiemodel. Ook hier geldt dat het resultaat afhankelijk is van de gemaakte aannames. Deze percentages zijn gebaseerd op de hiervoor becijferde voordelen van de SDE-varianten en het participatiemodel. Gezien de bandbreedtes die liggen rondom de aannames gaan we hier uit van conservatieve aannames. Wanneer de overheid ook participeert, zal het voordeel groter worden en richting de 15% gaan. De hoogte van het voordeel is afhankelijk van het aantal OWP'en die de komende tijd gerealiseerd gaan worden.

7. Conclusies en aanbevelingen

7.1. Alternatieve risicoverdelingen hebben beperkt effect, overheid kan huidige regeling wel verbeteren

De hoofdvraag van het onderzoek is of een aangepaste risicoverdeling tussen markt en overheid invloed heeft op de contante waarde van de rijksoverheidsuitgaven voor windenergie op zee.

Deze hoofdvraag is beantwoord door een aantal vooraf gedefinieerde PPS-modellen nader uit te werken en vervolgens te analyseren in hoeverre de verschillen tussen deze modellen ook effect hebben op de contante waarde van de overheidsuitgaven. Daarbij is de risicoverdeling in het huidige SDE-model als referentiepunt gehanteerd. Op basis van een reflectie op deze uitkomsten, is vervolgens gekeken of er naast de vooraf gedefinieerde modellen een meer optimaal model mogelijk is dat de sterke elementen van de verschillende modellen bundelt.

De analyse leidt tot twee hoofdconclusies:

1. De uitkomst van die vergelijking luidt dat toepassing van de vijf PPS-modellen niet leidt tot significant lagere uitgaven voor windenergie op zee dan bij toepassing van de huidige SDE-regeling. Pas wanneer er op langere termijn meerdere OWP'en gerealiseerd gaan worden kunnen de modellen leiden tot lagere uitgaven voor de rijksoverheid.
2. De huidige SDE-regeling kan wel verbeterd worden door randvoorwaarden te optimaliseren en als overheid een uitgebreidere rol te nemen in het voorbereidingstraject. Ook hier geldt een zekere schaalomvang, waarbij over de tijd meerdere OWP'en worden gerealiseerd, als belangrijke voorwaarde om voordelen te realiseren. Met de oprichting van een participatiemaatschappij kan de overheid deze rol nog nadrukkelijker vormgeven.

In deze uitkomst zit een spanning tussen de korte en de lange termijn. Windenergie op zee betreft een jonge sector die kampt met veel onzekerheden en die behoefte heeft aan meer duidelijkheid voor de lange termijn. De overheid kan op individueel projectniveau (financiële) zekerheden bieden, maar heeft op lange termijn ook te maken met onzekerheden ten aanzien van de ontwikkelingen in de energiesector. Op dit moment bestaat nog geen lange termijn visie ten aanzien van de ontwikkeling van windenergie op zee die meer zekerheid kan bieden aan de sector, mede omdat de overheid nog niet kan inschatten of windenergie op zee op termijn een belangrijke vorm van hernieuwbare energie zal zijn.

De bevindingen ten aanzien van de PPS-modellen sluiten aan bij de gedachte dat een publiek-private samenwerking effectief is bij een risicoverdeling die ervoor zorgt dat de risico's liggen bij de partij die de risico's en onderliggende activiteiten ook het beste kan beheersen. In dat geval zullen de totale uitgaven het laagst zijn.

In het huidige SDE-model liggen de activiteiten en bijbehorende risico's vooral bij de markt. In de 5 modellen die verkend zijn worden deze deels verlegd naar de overheid. Het is echter niet aannemelijk dat de overheid deze risico's beter kan beheersen dan de markt. Immers, de overheid heeft geen specifieke expertise of ervaring met het beheersen van risico's voor windenergie op zee. Daarnaast dient de overheid marktconforme eisen te stellen in een rol als financier. Dus ook vanuit die rol zijn geen directe voordelen te behalen.

Het gebrek aan ervaring bij de overheid hoeft niet altijd te betekenen dat de risico's dan bij de markt moeten blijven. Er is in deze markt ook een aantal risico's die in deze ontwikkelingsfase evenmin door de markt goed beheerst kunnen worden, of die in omvang te groot zijn om te kunnen dragen. In dat geval kan de overheid besluiten om deze risico's te dragen, juist omdat men deze marktontwikkeling wil stimuleren. Voorbeelden van maatregelen die passen bij deze gedachte zijn het overnemen van prijsrisico's en het aanbieden van tijdelijke financieringsmogelijkheden. Door als overheid in een ontwikkelingsfase de juiste randvoorwaarden te scheppen, kan de overheid de ontwikkelingen in de markt versnellen en de totale uitgaven verlagen.

7.2. *Aanbevelingen om kansen voor windenergie op zee te vergroten*

Uit de analyse blijkt dat consistentie en commitment vanuit de overheid belangrijk zijn. Dit kan gerealiseerd worden door vast te houden aan de basisgedachte van het huidige SDE-model en randvoorwaarden te optimaliseren. Met commitment wordt niet bedoeld dat de overheid zich voor 20 jaar vastlegt op de realisatie van een aantal OWP'en. Een dergelijk commitment kan de overheid niet afgeven. Maar door bijvoorbeeld deel te nemen in eigen vermogen of een speciaal kennisinstituut voor windenergie op zee in te richten wordt een signaal afgegeven dat je de markt serieus neemt en bereid bent te investeren

Op basis van de gedane analyse zien wij de volgende aanbevelingen om de kansen voor windenergie op zee te vergroten:

1. Een overkoepelende MER uitvoeren, zelf een kavelselectie maken en het opstellen van een uitgifteplanning op hoofdlijnen.
2. Een one-stop-shop creëren voor de vergunningen, waarbij de overheid de vergunning op hoofdlijnen regelt en de winnende marktpartij op basis van een eigen ontwerp de definitieve vergunning aanvraagt.
3. Het aanpassen van de huidige SDE regeling door te sturen op productiedoelstellingen en te bieden per kavel.
4. Een gecoördineerd aansluitbeleid voeren vanuit een lange termijn uitgifteplanning. O.a. door tijdig aanlandpunten aan te wijzen met voldoende capaciteit.
5. Het ontwerpen van een indexeringsregeling voor prijsrisico's in de bouw.
6. Het vergroten van financieringsmogelijkheden door partijen de mogelijkheid te bieden gebruik te maken van overheidsfinanciering onder marktconforme condities.
7. Nader uitwerken van mogelijkheden voor opzet van een participatiemaatschappij.

A. Bronnenlijst

A.1. Referenties

- Agentschap NL (voormalig Senternovem), *SDE tenderregeling Wind op Zee 'van aanvraag tot vaststelling'*
- BCG, *Groen licht voor groene stroom*, mei 2010
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2008, Act on granting priority to renewable energy sources (Renewable Energy Sources Act, EEG), Oktober 2008
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, und Reaktorsicherheit, *Offshore wind power deployment in Germany*
- BVG Associates, *Towards Round 3: Building the Offshore Wind Supply Chain*
- CROW (2010), *Indexen ten behoeve van de risicoregeling GWW 1995 dataset voor staal exclusief betonstaal*, publicatie 1 oktober 2010
- DEA, *Energy Policy Statement 2010*, June 2010
- Denmark Act no. 1392, December 27, 2008, *Promotion of Renewable Energy Act*
- Department of Trade and Industry, *Future Offshore, A Strategic Framework for the Offshore Wind Industry*, November 2002
- Diverse biedingsmodellen uit recente Offshore Wind Farm tenders
- ECN, *Kosten Duurzame Elektriciteit Learning Curves*, Augustus 2003
- Ecofys, *Net op zee*, januari 2009
- ECORYS Nederland BV, *Analyse marktontwikkelingen wind op zee, De markt tegen 2020 en de rol van de overheid*, 28 januari 2009
- Eneco, *Prinses Amalia Windpark Project Informatie*, 19-6-2009
http://corporatenl.eneco.nl/SiteCollectionDocuments/Prinses_Amaliawindpark.pdf
- EU Commissie, *Communication from the commission to the European Parliament and the council, Renewable Energy: Progressing towards the 2020 target*, Januari 2011
- EWEA, *Oceans of Opportunity*, September 2009
- EWEA, *Operational offshore wind farms in Europe, end 2009*
- EWEA, *The European offshore wind industry – Key trends and statistics: 1st half 2010*
- Federal Law Gazette I p. 1170, *Renewable Energy Sources Act, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz)*, 25 oktober 2008
- HM Treasury UK, *National infrastructure plan*, oktober 2010
- http://www.imia.com/downloads/imia_papers/wgp45_2006.pdf

- IAE, *World energy outlook 2007*
- KNMI, *Weerdata: KNMI windgegevens 1975-2000 voor IJmuiden*
- KPMG 2010, *Offshore Wind in Europe, 2010 Market Survey*, januari 2011
- Markowitz, H.M. (1959), *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*. New York: John Wiley & Sons.
<http://cowles.econ.yale.edu/P/cm/m16/index.htm>
- Megavind, *Denmark - supplier of competitive offshore wind solutions Development and Demonstration, Megavind's Strategy for Offshore Wind Research*, december 2010
- Ministerie van Economische Zaken, DG *Energie en Telecom*, *Energierapport 2008*, juni 2008
- Ministerie van Economische Zaken, *Hoofdrapport Project Net op zee*, februari 2009
- Ministerie van Economische Zaken, *Tenderregeling Windenergie op zee, presentatie*, 9 december 2009
- Ministerie van Financiën, *Handleiding Publiek Private Comparator*, Kenniscentrum PPS, januari 2002
- Ministerie van VROM et al, *Werkprogramma Schoon en Zuinig, Nieuwe Energie voor het Klimaat*, September 2007
- National Audit Office UK, *Performance of PFI Construction*, oktober 2009
<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm200203/cmselect/cmpublic/567/567.pdf>
- National Audit Office UK, *PFI: Construction Performance*, februari 2003
http://www.infrastructureaustralia.gov.au/files/PFI_constn_perf_UK_NAO.pdf
- National Grid, *Round 3 Offshore Wind Farm Connection Study*, version 1
- offshoreWIND.biz, *Lack of Coordination Could Rise Grid Costs (UK)*,
<http://www.offshorewind.biz/2010/11/03/lack-of-coordination-could-rise-grid-costs-uk/>, 3 november 2010, bezocht 22 november 2010
- PPS bij het Rijk, *DBFM(O) Voortgangsrapportage 2010*
<http://www.ppsbijhetrijk.nl/dsresource?objectid=2325&type=org>
- PwC, *Meeting the 2020 renewable energy targets: Filling the offshore wind financing gap*, juli 2010
http://www.pwc.co.uk/pdf/filling_the_offshore_wind_financing_gap.pdf
- Renewable UK, *91 per cent growth for UK wind energy employment*, 1 februari 2011
<http://www.bwea.com/media/news/articles/pr20110201.html>
- Rijkswaterstaat Dienst Noordzee, *Behandelingvergunningaanvragen wet beheer Rijkswaterstaatswerken voor windenergie offshore*, februari 2006
- Rijkswaterstaat Dienst Noordzee, *Overzicht Wbr-vergunningenprocedure, incl. milieu-effect rapportage*, januari 2006
- Staatsblad, no. 142, *Besluit van 17 maart 2009, houdende wijziging van het Besluit stimulering duurzame energieproductie*
- Staatscourant 2009, *Regeling van de Minister van Economische Zaken van 16 maart 2009, nr. WJZ / 9050852, tot wijziging van de Algemene uitvoeringsregeling stimulering duurzame energieproductie*

- Taskforce Windenergie op Zee, *Eindrapport Taskforce Windenergie op Zee*, mei 2010
- TenneT TSO B.V., *Infra op zee*, juni 2009
- The International Association of Engineering Insurers, *Engineering Insurance of Offshore Wind Turbines*, september 2006
- University of Melbourne, *Report on the performance of PPP projects in Australia when compared with a representative sample of traditionally procured infrastructure projects*, December 17 2008
- Züblin, *Ursula, gegevens over werkbare omstandigheden offshore*
<http://www.zublin.com.cn/english/zupinen.htm>

A.2. Geraadpleegde websites

Onderstaande websites zijn bezocht in de periode oktober 2010 – februari 2011.

- Agentschap NL, SDE, <http://regelingen.agentschapnl.nl/content/stimulering-duurzame-energieproductie-sde/>
- België, Federale Overheidsdienst Economie, K.M.O., Middenstand en Energie, <http://economie.fgov.be/nl/>
- België, Federale Overheidsdienst Volksgezondheid, Veiligheid van de Voedselketen en Milieu, <http://www.health.belgium.be/eportal>
- BSH, *algemene informatie offshore windparken*, http://www.bsh.de/en/Marine_uses/Industry/Wind_farms/index.jsp
- BSH, *Approval procedure for the construction and operation of installations*, http://www.bsh.de/en/Marine_uses/Industry/Wind_farms/Approval_Procedure.jsp
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, *RES- LEGAL, website on legislation on renewable energy generation*, <http://www.res-legal.de/en/search-for-countries.html>
- Crown Estate, *algemene informatieve offshore wind energy*
http://www.crownestate.com/offshore_wind_energy
- DEA, *Procedures and permits for offshore wind parks*, <http://www.ens.dk/en-US/supply/Renewable-energy/WindPower/offshore-Wind-Power/Procedures-and-permits-for-offshore-wind-parks/Sider/Forside.aspx>
- DECC, Department of Energy & Climate Change, <http://www.decc.gov.uk/>
- EU Commissie, *Klimaatactie*, http://ec.europa.eu/climateaction/index_nl.htm
- EWEA, *European Wind Energy Association*, www.ewea.org
- Noordzeeloket, <http://www.noordzeeloket.nl/>
- Ofgem, *Environmental programmes*, <http://www.ofgem.gov.uk/Sustainability/Environment/Pages/Environment.aspx>

A.3. Gesprekspartners

Tabel 22: Partijen waarmee interviews zijn gehouden ter onderbouwing van het onderzoek

Type	Partij
Overheden	Ministerie van Financiën Ministerie van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie
Energie onderzoeksinstituut	ECN
Financiële instellingen	RBS Rabobank ING
Verzekeraars	Aon Marsh
Nutsbedrijven	Dong Energy RWE Vattenfall
Contractor	Van Oord
Pensioenfonds	APG
Overige	Organisatie van recente PPS projecten in Nederland Port of Rotterdam (Manager projectbeheersing Maasvlakte 2) Energiebeheer Nederland (EBN)

B. Resultaten consultatie marktpartijen

Hieronder vindt u een beperkte weergave van de meningen op enkele belangrijke thema's. Partijen hebben aangegeven niet persoonlijk geciteerd te willen worden.

B.1. Risicodragende participatie door de overheid

Voor

Een aantal partijen ziet toegevoegde waarde in een overheid die risicodragend participeert in de projecten.

Als belangrijkste voordelen worden het verlagen van het risicoprofiel en de zekerheid over de rol van de overheid genoemd.

Tegen

Enkele partijen zien participatie in de financiering van de projecten niet als passende rol voor de overheid.

Als belangrijkste nadelen worden de onervarenheid in die rol, en het voor financiers onveranderde risico profiel genoemd.

B.2. Overname van een aantal exogene risico's

Voor

De meerderheid van de geïnterviewde partijen geeft aan dat er voordelen zijn te behalen met een model waarin de overheid een aantal exogene risico's overneemt van de markt.

Als belangrijkste argument wordt genoemd dat dit het risicoprofiel in de bouwfase op een efficiënte manier kan reduceren.

Tegen

Door de meeste partijen wordt daarnaast ook een aantal kritische kanttekeningen geplaatst.

Als belangrijkste punten worden genoemd dat het terugnemen van risico's een verkeerde prikkel kan opleveren voor de marktpartijen, en dat het model niet ten koste moet gaan van partijen die de betreffende risico's reeds adequaat hebben afgedekt in bijvoorbeeld raamovereenkomsten.

B.3. Schaalvoordelen door grotere omvang van de concessie

Voor

Een beperkt aantal partijen geeft aan dat het vergroten van de concessie omvang een gunstig effect kan hebben voor de prijs.

Als belangrijkste argument werd genoemd dat reguliere tarieven gebaseerd zijn op een bezetting van ongeveer 30%. Een beter gevulde orderportefeuille kan de tarieven omlaag brengen.

Tegen

De meeste partijen geven aan niet veel toegevoegde waarde te zien in een model waarin de concessie omvang wordt vergroot.

Belangrijkste punten die daarbij genoemd werden zijn:

- Het aantal internationale projecten is naar verwachting groot, dus schaalvoordelen binnen NL projecten is niet nodig
- Veronderstelde voordelen blijken in de praktijk moeilijk af te dwingen in de supply chain.

B.4. Actievere rol overheid in de voorbereidingsfase

Voor

Bijna alle partijen geven aan toegevoegde waarde te zien in een actievere rol van de overheid in het beginstadium van een project. De overheid zou bijvoorbeeld haar faciliterende rol vergroten door een one-stop-shop te creëren binnen het publieke bestel voor alle benodigde vergunningen.

Daarnaast zou het uitvoeren van een strategische MER door de overheid als erg positief worden ervaren, voorwaarde is wel dat er binnen het door de overheid afgegeven kader voldoende ontwerpvrijheid over blijft. Ten slotte geven partijen aan dat het centraal aanleggen van de energie-infrastructuur een mogelijke uitgavenbesparing kan betekenen.

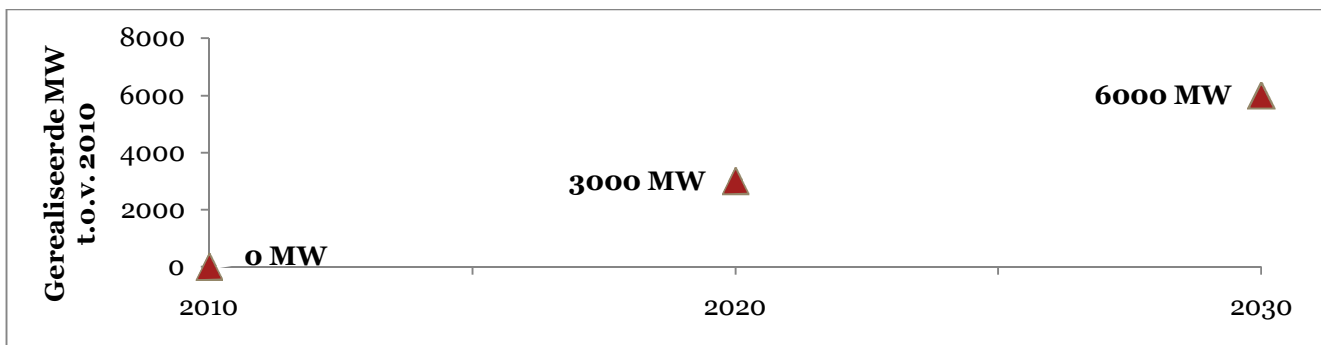
Tegen

Partijen die een actievere rol van de overheid niet nodig vinden, geven aan dit standpunt met name te hebben, omdat zij geen grote bottleneck zien voor de eigen projecten.

C. Aanvullende kwantitatieve analyses

C.1. Lange termijn analyse over 15 OWP'en

In deze rapportage is er voor gekozen om bij de kwantitatieve analyse alle financiële effecten en de daar uit volgende resultaten te vertalen naar het genormaliseerd OWP van 400 MW. In deze bijlage wordt in aanvulling op de vergelijking per genormaliseerd OWP van 400 MW inzichtelijk gemaakt wat het totale effect en resultaat is van een scenario waarbij het PPS-model op de lange termijn bij meerdere OWP'en wordt toegepast. Daartoe is een scenario doorgekend met een gefaseerde ontwikkeling van 15 OWP'en van 400MW waarbij de 6000MW in 2030 is gerealiseerd. Het betreffende scenario is gedefinieerd in overleg met de opdrachtgever van dit onderzoek en is uitsluitend methodologisch van aard.



In onderstaande tabellen worden per model de uitkomsten van het 6000 MW scenario weergegeven.

Tabel 23: Resultaten van toepassing SDE(o) model in het scenario met 6000 MW in 2030

SDE (o) model		Reëel	Contante Waarde
		6000 MW	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	23,3	11,3
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	14,7	3,7
Delta's	(euro mld.)	0,0	0,0
Totale uitgaven	(euro mld.)	38,0	15,0
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,10	0,03
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	30,0	8,3

Tabel 24: Resultaten van toepassing SDE 1-model in het scenario met 6000 MW in 2030

SDE 1 model		Reëel	Contante Waarde
		6000 MW	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	23,3	11,3
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	14,7	3,7
Delta's	(euro mld.)	-1,3	-0,6
Totale uitgaven	(euro mld.)	36,7	14,4
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,10	0,03
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	27,8	7,7
Contante waarde ten opzichte van het SDE-model			-7%

Tabel 25: Resultaten van toepassing SDE 2-model in het scenario met 6000 MW in 2030

SDE (2) model		Reëel	Contante Waarde
		6000 MW	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	23,3	11,3
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	14,7	3,7
Delta's	(euro mld.)	-1,3	-0,6
Totale uitgaven	(euro mld.)	36,7	14,4
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,10	0,03
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	27,8	7,7
Contante waarde ten opzichte van het SDE-model			-7%

Tabel 26: Resultaten van toepassing DBFMO-model in het scenario met 6000 MW in 2030

DBFMO-model		Reëel	Contante Waarde
		6000 MW	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	23,3	11,3
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	14,7	3,7
Delta's	(euro mld.)	0,1	0,0
Totale uitgaven	(euro mld.)	38,1	15,0
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,10	0,03
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	29,8	8,3
Contante waarde ten opzichte van het SDE-model			1%

Tabel 27: Resultaten van toepassing Eigendomsoverdracht model in het scenario met 6000 MW in 2030

Eigendomsoverdracht model		Reëel	Contante Waarde
		6000 MW	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	23,3	11,3
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	14,7	3,7
Delta's	(euro mld.)	2,1	0,8
Totale uitgaven	(euro mld.)	40,0	15,8
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,06	0,03
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	17,3	9,1
Contante waarde ten opzichte van het SDE-model			10%

Tabel 28: Resultaten van toepassing Participatiemodel in het scenario met 6000 MW in 2030

Participatiemodel		Reëel	Contante Waarde
		6000 MW	
Investeringsuitgaven	(euro mld.)	23,3	11,3
Onderhoudsuitgaven	(euro mld.)	14,7	3,7
Delta's	(euro mld.)	-2,2	-0,6
Totale uitgaven	(euro mld.)	35,8	14,4
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,10	0,03
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	27,6	7,7
Contante waarde ten opzichte van het SDE-model			-7%

C.2. *Verwachte kasreeks totale overheidsuitgaven per park*

Tabel 29: Verwachte totale overheidsuitgaven (kas) per park inclusief lange termijn effecten

Model	Totaal	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
SDE	2.000	-	-	-	-	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	-	-	-
SDE (1)	1.853	-	-	-	-	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	-	-	-
SDE (2)	1.853	-	-	-	-	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	-	-	-
DBFMO	1.985	13	13	-	-	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	-	-	-
EO	1.156	25	25	804	804	-	500-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participatie	1.863	6	6	-	-	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	124	3-	3-	3-

Tabel 30: Verwachte totale overheidsuitgaven (kas) per park exclusief lange termijn effecten

Model	Totaal	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
SDE	2.000	-	-	-	-	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	-	-	-
SDE (1)	2.000	-	-	-	-	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	-	-	-
SDE (2)	2.000	-	-	-	-	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	133	-	-	-
DBFMO	1.988	14	14	-	-	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131	-	-	-
EO	1.159	26	26	804	804	-	500-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participatie	1.989	7	7	-	-	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	132	-	-	-

C.3. Gevoeligheidsanalyse WACC

In deze rapportage wordt ten behoeve van de contante waarde berekeningen een benchmark WACC gehanteerd. Deze is tot stand gekomen op basis van gesprekken met utilities, financiers en getoetst aan de hand van een analyse van recente financial closes. De gehanteerde benchmark WACC is een inschatting van de verwachte financieringsuitgaven van een (fictief) referentie-OWP. Om de impact van een andere WACC inzichtelijk te maken is in onderstaande tabel een gevoeligheidsanalyse weergegeven.

Tabel 31: Gevoeligheidsanalyse op de contante waarde van de PPS-modellen bij veranderende WACC

PPS-model		Contante Waarde				
		WACC 5,3%	WACC 6,3%	WACC 7,3%	WACC 8,3%	WACC 9,3%
SDE (o)						
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	0,91	0,92	0,92	0,92	0,91
SDE 1						
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	0,84	0,85	0,85	0,85	0,85
Verschil t.o.v. SDE(o)	(procent)	-7,9%	-7,6%	-7,4%	-7,2%	-7,0%
SDE 2						
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	0,84	0,85	0,85	0,85	0,85
Verschil t.o.v. SDE(o)	(procent)	-7,9%	-7,6%	-7,4%	-7,2%	-7,0%
DBFMO						
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
Verschil t.o.v. SDE(o)	(procent)	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
Eigendomsoverdracht						
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	1,01	1,01	1,01	1,00	0,99
Verschil t.o.v. SDE(o)	(procent)	10,7%	10,0%	9,5%	9,1%	8,7%
Participatie						
Overheidsbijdrage/SDE-bedrag	(euro per kWh)	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05
Totale overheidsuitgaven	(euro mld.)	0,85	0,86	0,87	0,87	0,87
Verschil t.o.v. SDE(o)	(procent)	-7,4%	-6,6%	-5,9%	-5,4%	-4,9%

C.4. Relevante indices

In deze rapportage wordt gesproken over het mogelijk toepassen van een indexeringsregeling. In de tabel hieronder is een lijst opgenomen van beschikbare indices die periodiek gepubliceerd worden die mogelijk relevant zijn voor de off-shore wind sector.

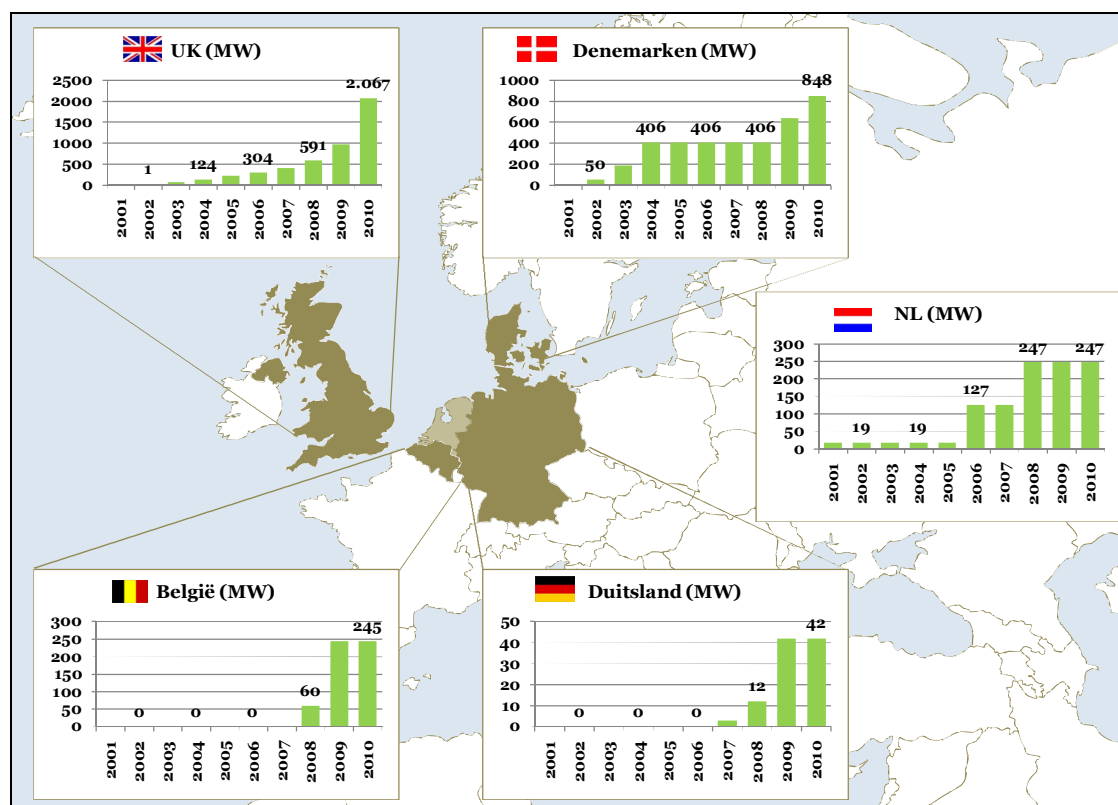
Tabel 32: Relevante indices off-shore wind projecten

Publicerende instantie	Index
Platts	Bunkerwire IFO – 380 CST
Platts	MGO brandstof voor baggerequipment
CROW	GWW – Loonkosten
CROW	GWW – Gasolie hoog accijns
CROW	GWW – Gasolie laag accijns
CROW	GWW – Elektriciteit
CROW	GWW – Grind- en industriezand
CROW	GWW – Steenslag en brekerzand
CROW	GWW – Betonmortel
CROW	GWW – Betonproducten
CROW	GWW – Cement
CROW	GWW – Kunststof incl. pvc, excl.geosynth.
CROW	GWW – Betonstaal
CROW	GWW – Staal exclusief betonstaal

D. Internationaal perspectief van offshore windenergie beleid

In deze bijlage wordt beknopt ingegaan op de verschillen tussen de landen in het Noordzeegebied in de regulering van de windenergie op zee. Deze landen zijn: België, Denemarken, Duitsland en het Verenigd Koninkrijk. Er wordt gekeken naar de ontwikkeling van windenergie op zee tussen de periode 2000-2010, de marktregulering en gekozen overheidssteuning, de procedures voor het verkrijgen van vergunningen voor de ontwikkeling en exploitatie van een OWP.

Figuur 26: Ontwikkeling van de geïnstalleerde capaciteit in de afgelopen 10 jaar



Bron: PwC analyse, EWEA 2010

D.1. België

D.1.1. De ontwikkeling van windenergie op zee in België

De eerste windenergie op zeeprojecten zijn vergeleken bij Denemarken, het Verenigd Koninkrijk en Nederland relatief laat gerealiseerd, in 2008. Echter sinds eind 2010 is België ongeveer op hetzelfde niveau van geïnstalleerde offshore windcapaciteit als Nederland (Rond de 250 MW, zie Figuur 26). Er zijn momenteel een aantal OWP'en (o.a. Eldepasco en Rentel), in ontwikkeling, waardoor de verwachte capaciteit in 2016 minstens verviervoudigd. Het Belwind park is op een afstand van 50 km van de kust het verst in zee gelegen OWP tot op heden gerealiseerd.

Windenergie op zee is een federale aangelegenheid

De principebevoegdheid op het vlak van hernieuwbare energie, waar windenergie ook onder valt, is in België toegekend aan de gewesten. Echter de meeste windenergie op zee ontwikkelingen bevinden zich buiten de landsgrenzen en binnen de maritieme economische zone van België. Derhalve is windenergie op zee belegd op federaal niveau bij de federale overheidsdienst Economie en Energie.

Het beleid rondom windenergie op zee

In de algemene beleidsnota (11 april 2008, DOC 52 0995/011) van de minister voor Klimaat en Energie (Federale overheid) is de stimulering van windenergie op zee expliciet opgenomen als verantwoordelijkheid van de federale overheid. Zij schrijft hierover het volgende: “De investeerders moeten de garantie krijgen dat de productie van windenergie op zee zal worden ondersteund door steunmaatregelen voor de productie en de aansluiting met het elektrisch net op het land. Het geheel van de procedures (toekenning van de concessies, toelatingen, milieuvergunningen, etc.) zal worden gerationaliseerd, teneinde de termijnen te verkorten en de lasten voor de nieuwe investeerders te verminderen; laatstgenoemden zullen beter worden begeleid tijdens het gehele proces.”

D.1.2. De marktregulering

In België wordt een quotum gehanteerd om minimaal 8% per jaar hernieuwbare energie te produceren. Deze quota wordt elk jaar verhoogd met 1% (vanaf 2008). Energieleveranciers worden hiermee verplicht om een bepaalde hoeveelheid hernieuwbare energie te leveren. Voor elke geproduceerde MWh uit hernieuwbare bronnen ontvangt een gecertificeerde producent een groen certificaat, welk 20 jaar geldig is. Deze certificaten zijn verhandelbaar.

De beheerder van het transmissienet, Elia, is verplicht om alle groene certificaten terug te kopen van de marktpartij voor een gewaarborgde minimumprijs. Deze groene certificaten worden voorsnog niet aanvaard door de gewesten (i.v.m. regionale quota's). De minimumprijs van deze certificaten is: 107 Euro per MWh voor elektriciteit geproduceerd door de eerste 216 geïnstalleerde MW van elke concessie, en tegen 90 euro voor de overige geïnstalleerde capaciteit (ministerie van Economie, K.M.O., Middenstand en Energie³). Wanneer een quotum niet wordt gehaald dient de energieleverancier een boete te betalen van ongeveer €125 per “groene” MWh dat te weinig is geproduceerd.

Daarnaast is er een aantal specifieke maatregelen voor de stimulering van windenergie op zee, waaronder de belangrijkste⁴:

- De nationale beheerder van het net draagt één derde van de investering in de offshore transmissiekabel bij, met een maximum van €25 miljoen per concessie voor een project van 216 MW of meer. De uiteindelijke verantwoordelijkheid voor de aanleg van de kabel ligt bij de ontwikkelaar.
- De Belgische overheid voorziet in een steunmaatregel die het verlies aan inkomsten dat ontstaat door productieafwijkingen van nieuwe offshore OWP'en beperkt, zolang deze niet meer dan 30% bedragen ten aanzien van de vooraf bepaalde nominale vermogens⁵.

Tevens zijn er per gewest belastingsmaatregelen die de inkoop van hernieuwbare energie aantrekkelijker maken.

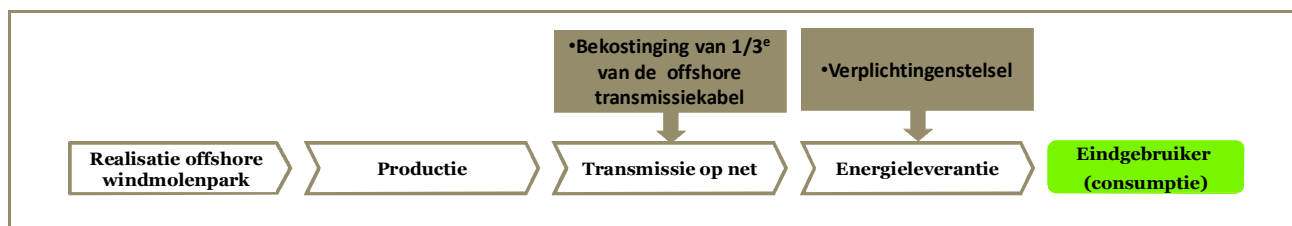
³ http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/hernieuwbare_energieen/energiebronnen_offshore/index.jsp

⁴ http://economie.fgov.be/nl/consument/Energie/hernieuwbare_energieen/Bevordering_groene_stroom/index.jsp

⁵ Het mechanisme van de productieafwijking voor offshore windmolenparken houdt in dat, in het onvermijdelijke geval dat de werkelijke windcondities aanleiding geven tot een verschil tussen de vooraf genomineerde injectie en de werkelijke injectie Elia zelf de extra geïnjecteerde energie van de groenestroomproducent aankoopt tegen de BELPEX marktreferentieprij verminderd met 10%, doch enkel voor zover deze positieve productieafwijking lager of gelijk is aan 30%. En Elia zelf de tekort geïnjecteerde energie compenseert door eigen energie te verkopen aan de groenestroomproducent tegen de BELPEX marktreferentieprij verhoogd met 10%, doch enkel voor zover deze negatieve productieafwijking lager of gelijk is aan 30%.

De additionele uitgaven geïnduceerd door het verplichtingensysteem worden direct doorberekend in de rekening van de eindgebruiker.

Figuur 27: Stimuleringsmaatregelen in de keten



Voorrang van hernieuwbare energie op het net

Er is geen ontsluitingsbeleid waarin de netbeheerder verplicht wordt tot het verlenen van voorrang van hernieuwbare energie op het net. Echter het ondersteunen van het beleid voor duurzame ontwikkeling is een belangrijk onderdeel van de ondernemingsstrategie van de netbeheerders. Zo participeert Elia in EWIS ("European Wind Integration Study"), een initiatief van de Europese netbeheerders waarbij wordt nagegaan op welke wijze grootschalige windmolenparken in het Europese net kunnen worden geïntegreerd.

D.1.3. Het vergunningenproces

Van toepassing zijnde regelgeving:

- Koninklijk besluit van 20 december 2000 (BS.12.2000) (voorwaarden en procedure voor de toekenning van domeinconcessies)⁶
- Koninklijk besluit van 17 mei 2004 (BS 29.06.2004) (besluit inzake de zone bestemd voor het plaatsen van windenergie installaties op zee)
- Koninklijk besluit van 16 juli 2002 (BS 23.08.2002) (overheidsstimuleringsmaatregel)

Benodigde vergunningen³:

1. een ministerieel besluit voor de toekenning van een domeinconcessie door de AD Energie (Algemene Directie Energie);
2. een ministerieel besluit voor de toekenning, als gevolg van een milieueffectenstudie, van een vergunning door de FOD Leefmilieu voor de bouw van het OWP, de bekabeling en de exploitatie ervan;
3. een ministerieel besluit voor de toekenning van een vergunning voor bekabeling in zee door de AD Energie;en
4. een wegvergunning voor ondergrondse bekabeling.

Vergunning verlenende autoriteiten:



De minister van Energie (AD Energie) van de federale regering kent de "domeinconcessies" toe voor de bouw en exploitatie van een OWP. Voorwaardelijk voor de toekenning van de domeinconcessie is het ministerieel besluit door de federale overheidsdienst Leefmilieu voor de bouw, bekabeling en exploitatie van een OWP op basis van de milieueffectenstudie.

De wegvergunning wordt op gewestelijk niveau afgegeven.

⁶ http://www.ejustice.just.fgov.be/cgi_loi/loi_a.pl?language=nl&caller=list&cn=2000122035&la=n&fromtab=wet&sql=dt='koninklijk%20besluit'&tri=dd+as+rank&rech=1&numero=1

Ruimtelijke ordening op zee

- De federale overheid heeft zones op zee aangewezen waarbinnen OWP'en mogen worden ontwikkeld. Koninklijk besluit van 17 mei 2004 (BS 29.06.2004). Het koninklijk besluit is een wettelijk middel om de locaties van de windmolenparken te reguleren.

Proces voor verkrijgen domeinconcessie

- De initiatiefnemer dient een aanvraag voor een domeinconcessie in te dienen bij de minister van Energie. Deze aanvraag bestaat uit een algemene nota van het voorwerp en een globale beschrijving van het project, en een nota waarin aan een aantal selectie- en gunningscriteria wordt beantwoord, waaronder kwaliteit van het technische en financiële plan voor de verschillende fases van het project en de invloed van de installatie op de toegestane activiteiten in het zeegebied. Voor deze stap zal een milieueffectenonderzoek moeten worden ondernomen.
- Zodra de aanvraag in behandeling wordt genomen wordt deze gepubliceerd in het Staatsblad waarna iedere belanghebbende een aanvraag tot mededinging voor het bekomen van een domeinconcessie voor dezelfde locatie kan indienen.
- Wanneer er geen mededinging wordt ontvangen wordt de aanvraag binnen 40 dagen na publicatie aan de relevante commissies aangeboden ter beoordeling.
- De raadgevende commissies zullen binnen 60 dagen een advies uitbrengen aan de minister welk vervolgens na raadpleging van de beheerder van het transmissienet een ontwerpbeslissing neemt.
- Indien er geen bezwaren zijn wordt na uiterlijk 60 dagen de gunning van de domeinconcessie gepubliceerd in het Belgisch Staatsblad.

Voorwaarde waaronder de vergunningen worden afgegeven

- Wanneer de domeinconcessie wordt verleend is men verplicht om binnen 3 jaar aan te vangen met de exploitatie of met de demonstratiefase.
- Het is niet zondermeer toegestaan om de exploitatie zonder wettige, grondige en technische redenen omwille van overmacht voor meer dan een jaar stil te leggen.
- De domeinconcessie is overdraagbaar mits er toestemming wordt verleend door de minister.

Geldigheidsduur domeinconcessie:

- De concessie wordt voor 20 jaar verleend met de mogelijkheid tot verlenging tot maximaal 30 jaar.
- Een aanvraag voor verlenging moet minstens twee jaar voor het verstrijken van de domeinconcessie worden ingediend.

D.2. Denemarken

D.2.1. De ontwikkeling van windenergie op zee in Denemarken

Denemarken is samen met het Verenigd Koninkrijk voorloper op het gebied van windenergie op zee. Rond het begin van 2002 werd het eerste commerciële OWP geopend van 50 MW. Eind 2002, begin 2003 werd de capaciteit verviervoudigd met de openstelling van het Horns Rev park van 160 MW. In respectievelijk 2009 en 2010 zijn hier Horns Rev II en Rødsand II aan toegevoegd wat het totaal op 848 MW brengt. Voor 2012 staat de oplevering van het Anholt park van 400 MW gepland.

Het beleid rondom windenergie op zee

Windenergie is al lange tijd door de Deense overheid aangemerkt als een belangrijke kandidaat om de groei in de productie van hernieuwbare energie te bewerkstelligen. Windenergie op zee is expliciet opgenomen als één van de hoofdpunten in de Promotion of Renewable Energy Act, waardoor de stimuleringsmaatregelen een wettelijke grondslag hebben.

Hernieuwbare energie heeft voorrang op het transmissienet. Echter de netbeheerder Energinet.dk behoudt het recht om een verlaging van de productie te eisen.

De Deense overheid besteedt testgebieden aan

De Deense overheid biedt partijen de mogelijkheid om nieuwe technieken te testen. Hiervoor wijst zij testgebieden aan. Op 9 oktober 2010 is het Nissum Bredning - test gebied aangewezen. Op basis van plannen is via een tender een vergunning afgegeven aan Nissum Bredning Vindmøllelaug I/S and Nordvestjysk Elforsyning a.m.b.a. voor het doen van bodemonderzoek.⁷

D.2.2. De marktregulering

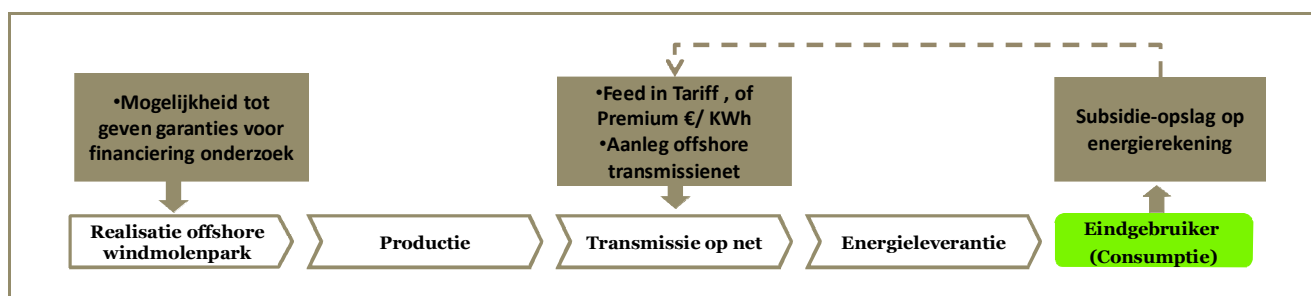
Er worden twee systemen gebruikt voor de stimulering van windenergie op zee:

1. **Feed in Tariff** voor kleine nearshore OWP'en. Deze is 0,25 DKK/KWh + 0,023 DKK/KWh voor balanceruitgaven (totaal ongeveer €0,037/KWh).
2. **Een subsidie per kWh.** Voor grote OWP'en wordt een premie betaald op de marktprijs. Deze wordt bepaald aan de hand van een bieding in een tender.

Daarnaast bekostigt de overheid het offshore transmissienet vanaf het offshore transformatorplatform (het aansluitpunt, of "stopcontact" van het OWP) wanneer zij een locatie heeft aanbesteed. In het geval het een privaat initiatief betreft is de bekostiging van het transmissienet voor eigen rekening. (Zie de volgende paragraaf voor de uitleg van dit duaal systeem).

De subsidie wordt bekostigd uit een opslag op de energierekeningen van de eindgebruiker.

Figuur 28: Stimuleringsmaatregelen in de keten



⁷ <http://www.ens.dk/en-US/supply/Renewable-energy/WindPower/offshore-Wind-Power/Procedures-and-permits-for-offshore-wind-parks/Sider/Forside.aspx>

Voorrang van hernieuwbare energie op het net

Hernieuwbare energie krijgt geen voorrang op het net

D.2.3. Het vergunningenproces

Van toepassing zijnde regelgeving:

- Promotion of Renewable Energy Act, (no. 1392, 27 december 2008)
- Executive Order no. 815 of 28. August 2000 (specifieke procedures voor de MER)

Benodigde vergunningen:

- vergunning voor het uitvoeren van vooronderzoek;
- vergunning voor het bouwen van een OWP;
- vergunning voor het exploiteren van een OWP en indien de capaciteit > 25 MW betreft een goedkeuring voor de productie van elektriciteit.

Vergunning verlenende autoriteiten:



De Danish Energy Agency (DEA) fungeert als loket voor het verkrijgen van alle licenties voor de realisatie en exploitatie van een OWP.

Ruimtelijke ordening op zee

De Deense overheid heeft Strategisch onderzoek gedaan waarin zij locaties heeft toegewezen voor de ontwikkeling van OWP'en ⁸. Echter wanneer de ontwikkeling van een OWP op eigen initiatief wordt opgestart kan er een vergunning aangevraagd worden voor een locatie buiten het gealloceerde gebied.

Proces voor verkrijgen van de vergunningen

Er zijn twee procedures:

- a. Government call for tenders
- b. Open-door procedure: Op initiatief

a. Government call for tenders

De DEA kondigt een aanbesteding aan voor een OWP met een specifieke capaciteit, e.g. 200 MW, voor een specifieke locatie. De tender heeft als doel een OWP te realiseren tegen de laagst mogelijke uitgaven.

Afhankelijk van de karakteristiek van het project nodigt de DEA partijen uit tot het indienen van een bieding. Deze prekwificatie vindt plaats o.b.v. technische, financiële en juridische kwaliteiten. Deze bieding is de prijs waarvoor de bidders bereid zijn elektriciteit te produceren in de vorm van een fixed feed in tariff voor een bepaald volume op basis van vollasturen. Bidders moeten aantonen dat ze de technische en financiële capaciteiten hebben om het project te realiseren.

Wanneer het project niet volgens planning wordt uitgevoerd wordt de ontwikkelaar beboet.

Voor projecten geïnitieerd door de overheid is de netbeheerder Energinet.dk verantwoordelijk voor de aanleg van de offshore transmissiekabel en het transformator station.

⁸ zie rapporten Future Offshore Wind Power Sites -2025, april 2007 en update september 2008

b. Open-door procedure

De projectontwikkelaar neemt het initiatief voor de ontwikkeling van een OWP.

Allereerst behoort de initiatiefnemer een vergunningaanvraag in te dienen bij de DEA voor het mogen doen van een vooronderzoek. Daarin moet een beschrijving opgenomen worden van het project, waaronder het aantal turbines en de locatie en de scope van het onderzoek. Een open-door procedure OWP kan niet worden gepland in een door de DEA gereserveerde zones voor windenergie op zee.

Alvorens een vergunning voor het vooronderzoek af te wijzen of toe te kennen overlegt de DEA met andere organen van de overheid om te bepalen of de ontwikkeling van het OWP mogelijk is uit het oogpunt van andere belanghebbende. Wanneer het een positief resultaat betreft zal de DEA een vergunning voor onderzoek verlenen.

Wanneer de resultaten van het MER positief zijn en het project haalbaar lijkt zal er een licentie voor het bouwen van een OWP worden afgegeven. Wanneer de bouw en oplevering volgens plan verloopt, zal de DEA een vergunning verlenen voor de exploitatie. De initiatiefnemer dient zelf de uitgaven te dragen voor de transmissie van de elektriciteit.

Geldigheidsduur domeinconcessie:

De afspraken voor vergoeding gelden voor een periode van 10 jaar.

D.3. Duitsland

D.3.1. De ontwikkeling van windenergie op zee in Duitsland

Duitsland heeft in 2010 een eerste grote stap gemaakt met het (onderzoeks)OWP Alpha Ventus (zie Figuur 26). De Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, de Duitse autoriteit verantwoordelijk voor de uitgifte van de vergunningen voor OWP'en, meldt op haar website de afgifte van 16 vergunningen voor de realisatie van OWP'en met gemiddeld tussen de 40 en 80 windturbines, ongeveer 2000 tot 4000 MW.

Windenergie op zee is een federale aangelegenheid

Vergelijkbaar met België ligt de bevoegdheid voor het afgeven van vergunningen voor de bouw van OWP'en binnen de territoriale zone (tot 12 nautische mijlen) bij de Bondsstaten. De federale overheid heeft de Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, aangewezen als coördinerende autoriteit voor de vergunningen uitgifte.

Het beleid rondom windenergie op zee

Windenergie op zee wordt door de Duitse overheid gezien als een belangrijke troef om haar doelstelling van 20% hernieuwbare energie in 2020 te halen. Tevens wordt het gezien als een belangrijke toekomstige industrie. Windenergie op zee is daarom opgenomen in de hernieuwbare energie wet (Erneuerbare-Energien-Gesetz), die de basis vormt voor het beleid en de uitvoering. Haar doelstelling is om tussen de 20-25 GW geïnstalleerd te hebben in tegen 2025/2030⁹.

Voorlopig worden er alleen vergunningen afgegeven voor maximaal 80 windturbine-installaties per concessie. Reden is dat men nog onzeker is over de gevolgen van OWP'en op de omgeving, e.g. vogeltrek, zeedieren, vaarroutes en visserij etc.

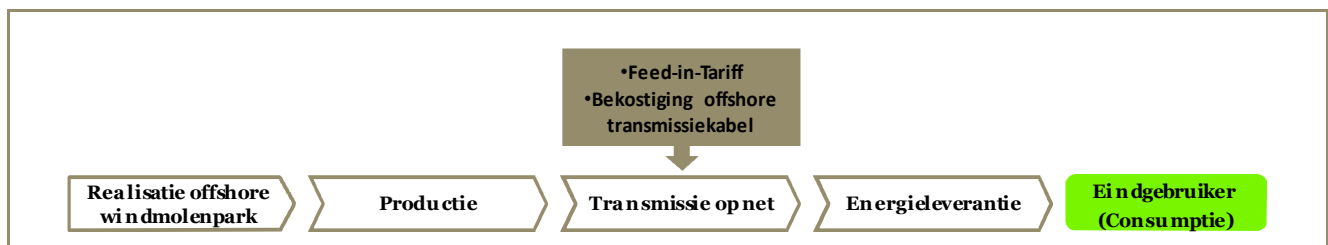
D.3.2. De marktregulering

De overheid heeft hoofdzakelijk twee maatregelen ingesteld om de windenergie op zee projecten te stimuleren:

⁹ <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/42721/>

1. **Feed-in tariff (FIT):** In de huidige regelgeving geldt in de periode van 2009 t/m 2014 een gegarandeerd elektriciteitstarief (premium boven op de elektriciteitsprijs) van €13 cent/kWh en een early bird bonus van 2 cent/kWh voor een duur van 12 jaar. Elke windenergie op zee -installatie heeft recht op deze vergoeding. Na 12 jaar wordt de premie verlaagd naar 3,5 cent/kWh, tot een maximum van 8 jaar.
 - a. Vanaf 2015 geldt er een korting op het FIT tarief van 5% per jaar. Dat wil zeggen dat wanneer een OWP in 2015 operationeel wordt deze 95% van de originele FIT krijgt (i.e. 12,35 cent / kWh i.p.v. 13 cent/ kWh).¹⁰
 - b. Deze FIT wordt door de netbeheerder betaald en doorberekend aan de consument. De maatregel is wettelijk vastgelegd in de Erneuerbare-Energien-Gesetz.
2. **De infrastructure Planning Acceleration Act** van 2006 verplicht netbeheerders om de netaansluiting aan te leggen tot aan de offshore substation voor OWP'en waar de bouw voor 31 december 2011 begint. De uitgaven worden vervolgens gesocialiseerd en geconsolideerd in de netuitgaven.¹¹

Figuur 29: Stimuleringsmaatregelen in de keten



Hernieuwbare energie krijgt voorrang op het net

In Duitsland krijgt hernieuwbare energie voorrang op het net.

D.3.3. Het vergunningenproces

Van toepassing zijnde regelgeving:

- Erneuerbare-Energien-Gesetz (Renewable Energy Sources Act)
- Infrastructure Planning Acceleration Act
- Marine Facilities Ordinance

Benodigde vergunningen:

- vergunning voor de bouw en exploitatie van een OWP.

Vergunning verlenende autoriteiten:

 <p>Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety</p> <p>Renewable Energy</p>	 <p>BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE</p>	<p>De Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH, Federal Maritime and Hydrography Agency) is door de federale overheid aangewezen als coördinerende instantie voor de aanvraag van vergunningen.</p>
--	--	---

¹⁰ http://www.erneuerbare-energien.de/files/english/pdf/application/pdf/eeg_2009_verguetungsdegression_en_bf.pdf

¹¹ http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/offshore_wind_deployment_de_en.pdf

Ruimtelijke ordening op zee

- Er zijn geen exclusieve zones voor de ontwikkeling van OWP'en. Met behulp van onderzoeken moet aangetoond worden dat een bepaalde locatie geschikt is voor windenergie, m.a.w. geen bedreiging vormt voor het plaatselijke milieu en/of de maritieme activiteiten te veel bemoeilijkt.

Proces voor verkrijgen van benodigde vergunningen voor onderzoek, bouw en exploitatie

De volgende procedure wordt beschreven in de Marine Facilities Ordinance:

De private initiatiefnemer dient op eigen initiatief een planningsaanvraag in bij de BSH. De overige betrokken autoriteiten, waaronder de regionale Waterstaat en Scheepsdirectoraten, delfstoffen autoriteiten en de federale agentschappen van milieu en natuurbescherming, worden ingelicht over de aanvraag en worden gevraagd commentaar te leveren.

In een tweede ronde worden andere belanghebbende instanties (omwonende, betrokken Bondsstaten, marine industrie, etc.) uitgenodigd om de planningsaanvraag te bekijken. De Bondsstaten zijn ook verantwoordelijk voor het afgeven van de vergunningen voor de landverbinding.

Na de tweede ronde zal er een conferentie georganiseerd worden waarin de initiatiefnemer haar plannen kan beargumenteren. Tevens zal de scope van het milieueffectenonderzoek worden vastgesteld. Naast de MER moet de initiatiefnemer ook een risicoanalyse van het gevaar van aanvaring van de installaties door schepen opstellen.

Betreffende documenten worden door de BSH gedeeld met de betrokken organisaties en het publiek. De BSH zal bekijken of aan de criteria wordt voldaan voor het verkrijgen van een vergunning voor de bouw. Parallel hieraan moet uit het oogpunt van navigatieveiligheid de betreffende regionale Waterstaat en Scheepsdirectoraten instemmen met de vergunningsverlening.

In het geval dat er meerdere aanvragen voor dezelfde locatie zijn ontvangen, wordt er voorrang verleend aan de initiatiefnemer die als eerste de benodigde documenten heeft aangeleverd.

Wanneer alle bevoegde autoriteiten instemmen met de verlening van de vergunning zal deze worden gepubliceerd.

- De beslissing wordt gepubliceerd in de German notices to mariners (NfS)

Voorwaarde waaronder de vergunningen worden afgegeven

- Er moet met de bouw van de turbines gestart worden binnen 2,5 jaar na de verlening van de vergunning.
- Er moet een bankgarantie afgegeven worden voor de opruiming van het OWP.

Geldigheidsduur vergunning

De vergunningen hebben een geldigheid van 25 jaar, waarna een extensie aangevraagd kan worden.

D.4. Verenigd Koninkrijk

D.4.1. De ontwikkeling van windenergie op zee in het Verenigd Koninkrijk

In het Verenigd Koninkrijk is de capaciteit van windenergie op zee de afgelopen jaar exponentieel gegroeid. Op dit moment is ongeveer 2000 MW operationeel, waarmee ze de grootste producent is van windenergie in de wereld (zie Figuur 26). De ambitie is om in 2020 40 GW aan windenergie op zee te hebben gerealiseerd.

Het beleid rondom windenergie op zee

De windenergie op zee industrie wordt gezien als een belangrijke economische pijler voor de duurzaamheidsindustrie.

D.4.2. De marktregulering

In het Verenigd Koninkrijk zijn verschillende stimuleringsmaatregelen van toepassing op hernieuwbare energie.

Het ROC verplichtingstelsel

In het Verenigd Koninkrijk wordt net als in België een verplichtingstelsel gehanteerd. Het betreft een quota voor de productie van hernieuwbare energie welk geregeld wordt met de Renewables Obligations Certificates (ROC). Afhankelijk van de opwekkingsvorm worden er 1 à 2 ROC's toegekend per afgezette MWh. Aan windenergie op zee wordt momenteel 2 ROC's per MWh toegekend. Deze quota zijn vastgesteld op 9,1% van de totale elektriciteitsportefeuille van een leverancier en lopen op naar 15,4% in 2015.

Er wordt een boete opgelegd indien de quota niet gehaald worden. Deze boete is voor 2011 vastgesteld op GBP 37 per ROC¹². Wanneer een partij meer produceert kan zij een bonus ontvangen. Deze is afhankelijk van de grootte van de boetepot en de totale hoeveelheid uitgegeven ROC's. De ROC's zijn onderling verhandelbaar en hebben een geldigheidsduur van 20 jaar.

De additionele uitgaven geïnduceerd door het ROC-systeem worden direct doorberekend in de rekening van de eindgebruiker.

Co-investering in voorbereidingen OWP

Daarnaast participeert de Crown Estate in de voorbereidingen, waarbij ze 50% van de uitgaven voor haar rekening neemt. Deze zullen gedeeltelijk bekostigd worden uit de erfpacht en een productieafhankelijke premie die Crown Estate ontvangt van de concessionaris.¹³

Figuur 30: Stimuleringsmaatregelen in de keten



Elektriciteitsbelastingkorting voor bedrijven die hernieuwbare elektriciteit gebruiken

De Finance Act van 2000 verplicht een "klimaatveranderingsheffing" (Climate change levy) op elektriciteit geproduceerd uit traditionele (niet-hernieuwbare) bronnen.

Subsidies voor de ontwikkeling van andere activiteiten en technologie in de keten

Ook stimuleert de overheid andere delen van de keten, waaronder de windturbine productie en de haventerreinen. Op dit moment is de overheid in de UK bezig met het opzetten van de Green Investment Bank om private financiering in groene infrastructuur projecten te versterken.

Geen voorrang voor hernieuwbare energie op het net

¹² <http://www.ofgem.gov.uk/Media/PressRel/Documents1/RO%20Buy-Out%20price%202010%2011%20FINAL%20FINAL.pdf>

¹³ De Crown Estate is rentmeester van een groot deel van de zeebodem rondom het Verenigd Koninkrijk. De uiterste grens wordt gesteld door de Economische Exclusieve Zone (max. 200 mijl uit de kust)

In tegenstelling tot de andere landen wordt er in het Verenigd Koninkrijk geen voorrang verleend aan hernieuwbare energie.

D.4.3. Het vergunningenproces

Van toepassing zijnde regelgeving:

- Energy Act 2008¹⁴ (ROC-systeem)
- Electricity Act 1989 – Section 36 (or Transport and Works Act 1992)
- Food and Environmental Protection Act 1985 – Section 5
- Coastal Protection Act 1949 – Section 34

Benodigde vergunningen:

- Vergunningen op basis van:
- Electricity Act 1989 – Section 36 (or Transport and Works Act 1992)
- Food and Environmental Protection Act 1985 – Section 5
- Coastal Protection Act 1949 – Section 34

De ontwikkelaar moet daarnaast een lease agreement ondertekenen met Crown Estate

Vergunning verlenende autoriteiten:



De Department for Energy and Climate Change (DECC) is het verantwoordelijke orgaan voor de Electricity Act in England en Wales. Zij heeft de Offshore Renewables Consents Unit (ORCU) opgezet dat als centraal loket dient voor de behandeling van de vergunningen. In Schotland, ligt de uitvoering bij de Schotse overheid



De Crown Estate heeft als rentmeester zeggenschap over de benutting van een groot deel van de zeebodem in de exclusieve economische zone van het Verenigd Koninkrijk. Zij coördineert de uitgifte van de benodigde vergunningen voor de bouw en exploitatie van OWP'en.

Ruimtelijke ordening op zee

De Crown Estate heeft een Strategic Environmental Assessment uitgevoerd. In samenspraak met potentiële ontwikkelaars heeft zij een aantal zones gedefinieerd waar windenergie op zee gerealiseerd mag worden.

Proces voor verkrijgen van een concessie (gebaseerd op ronde 3)

De Crown Estate vaardigt een aanvraag uit om in te schrijven op een aantal concessies om OWP'en te ontwikkelen in door haar aangewezen gebieden.

Op basis van uitgewerkte plannen en gesprekken selecteert de Crown Estate één private partner per gebied.

Voordat begonnen kan worden met de bouw, ondersteunt de Crown Estate de private partij bij het verkrijgen van de vergunning. Dit vergunningentraject ligt afhankelijk van de locatie van het OWP bij de ORCU of the Schotse overheid.

Tijdens de voorbereidingen zal de Crown Estate een rol innemen waarin zij zich richt op het program delivery en de communicatie met andere maritieme belanghebbenden. Tevens zal zij samen met de private partner onderzoek verrichten naar de geschikte locatie.

¹⁴ <http://www.legislation.gov.uk/ukpga/2008/32/contents>

- Zodra het OWP gebouwd kan worden trekt de Crown Estate zich terug en fungeert zij slechts als rentmeester. Dit rentmeesterschap strekt zich tot aan de grens van de economische exclusieve zone op zee.

Voorwaarde waaronder de lease wordt afgegeven

De private partij moet een bankgarantie afgeven

- Er moet een erfpacht betaald worden van GBP 0,88/MWh, gecorrigeerd voor de Retail Price Index

Geldigheidsduur domeinconcessie:

- De leases in round 1 waren in eerste instantie geldig voor 22 jaar. Leases in round 2 waren gesteld op 40 jaar (kleiner dan 500 MW OWP) of 50 jaar (OWP'en groter dan 500 MW). In juli 2009 kondigde de Crown Estate aan een aanbieding te doen aan de round 1 en 2 ontwikkelaars om een verlenging van de lease periode aan te vragen tot 50 jaar totaal.¹⁵
- In Ronde 3 zijn de termijn gesteld tussen de 40 en 50 jaar.

D.5. De buitenlandse modellen in het licht van de onderzoeksconclusies

Een aantal van de elementen die genoemd worden in hoofdstuk 6 in de optimalisatie van het pps-model is deels gebaseerd op ervaringen in het buitenland. Onderstaand worden de belangrijkste elementen en conclusies met elkaar verbonden.

Het Crown Estate / UK-model bevat elementen van het participatiemodel

In het Crown Estate participeert de overheid met een marktpartij in de voorbereiding van een OWP. De Crown Estate deelt in de kosten en neemt een belangrijke rol in als liaison met andere belanghebbende van de locatie en de coördinatie met andere offshore windenergie ontwikkelingen. In dit opzicht lijkt het model op het participatiemodel waarin een overheids-NV deelneemt in een ontwikkeling. Echter het verschilt ook op het vlak dat de Crown Estate geen eigen vermogen inbrengt in het project (en dus geen aandeelhouder is). Tevens trekt zij zich terug bij de start van de bouw en zal zij vanaf dat moment fungeren als rentmeester.

In Denemarken en de UK wordt de aansluiting door de overheid gecoördineerd

De coördinatie van het offshore stopcontact in Denemarken geschiedt door de overheid. In de UK heeft de Crown Estate een grid study laten uitvoeren welk gedeeld wordt met de verschillende ontwikkelaars. Beide zijn voorbeelden van een centrale coördinatie van de aansluiting van de OWP'en.

Mogelijkheid tot verlenging van de concessie

De aanbeveling voor de optie tot verlenging van de concessie zijn terug te vinden in verscheidene modellen. In het Belgische model worden OWP-operators de mogelijkheid geboden om de concessie maximaal met 10 jaar te verlengen tot 30 jaar. Ook in de UK zijn in 2009 verlengingen aangeboden voor ronde 1 en ronde 2 OWP-operators van minimaal 22 jaar tot 50 jaar. In Duitsland bestaat ook de mogelijkheid om de concessieperiode te verlengen.

Rol van overheid in het voortraject van locatie selectie en vergunningaanvraag

Verscheidene landen hebben een strategisch waterplan, vergelijkbaar met het Nationaal Waterplan. In de UK en Denemarken wordt offshore windenergie zeer specifiek behandeld in dit plan en is het de overheid of een door de overheid aangewezen instantie degene die de kavel voor de ontwikkeling van een park selecteert. In Denemarken is het ook mogelijk om op eigen initiatief een ontwikkeling te starten, deze wordt echter zeer

¹⁵ <http://www.thecrownestate.co.uk/newscontent/92-r1-r2-lease-extensions.htm>






bepikt ondersteund door de overheid (e.g. de marktpartij is zelf verantwoordelijk voor het organiseren van een aansluiting). België heeft de grenzen waarbinnen een OWP ontwikkeld kan worden vastgelegd in een wettelijk besluit.

Als het gaat om de ondersteuning in het vergunningenproces door de overheid zijn Denemarken en Engeland goede voorbeelden. In beide landen wordt een one-stop-shop beleid gehanteerd (Danish Energy Agency en ORCU), waarbij de betreffende instanties de marktpartijen ondersteunen in het verkrijgen van de benodigde vergunningen. In België, Duitsland en Schotland zijn er meerdere loketten waar men terecht moet voor vergunningen.

D.6. Samenvattend overzicht

Tabel 33 betreft een overzicht met de verschillende toegepaste stimuleringsmaatregelen.

Tabel 33: Overzicht van stimuleringsmaatregelen

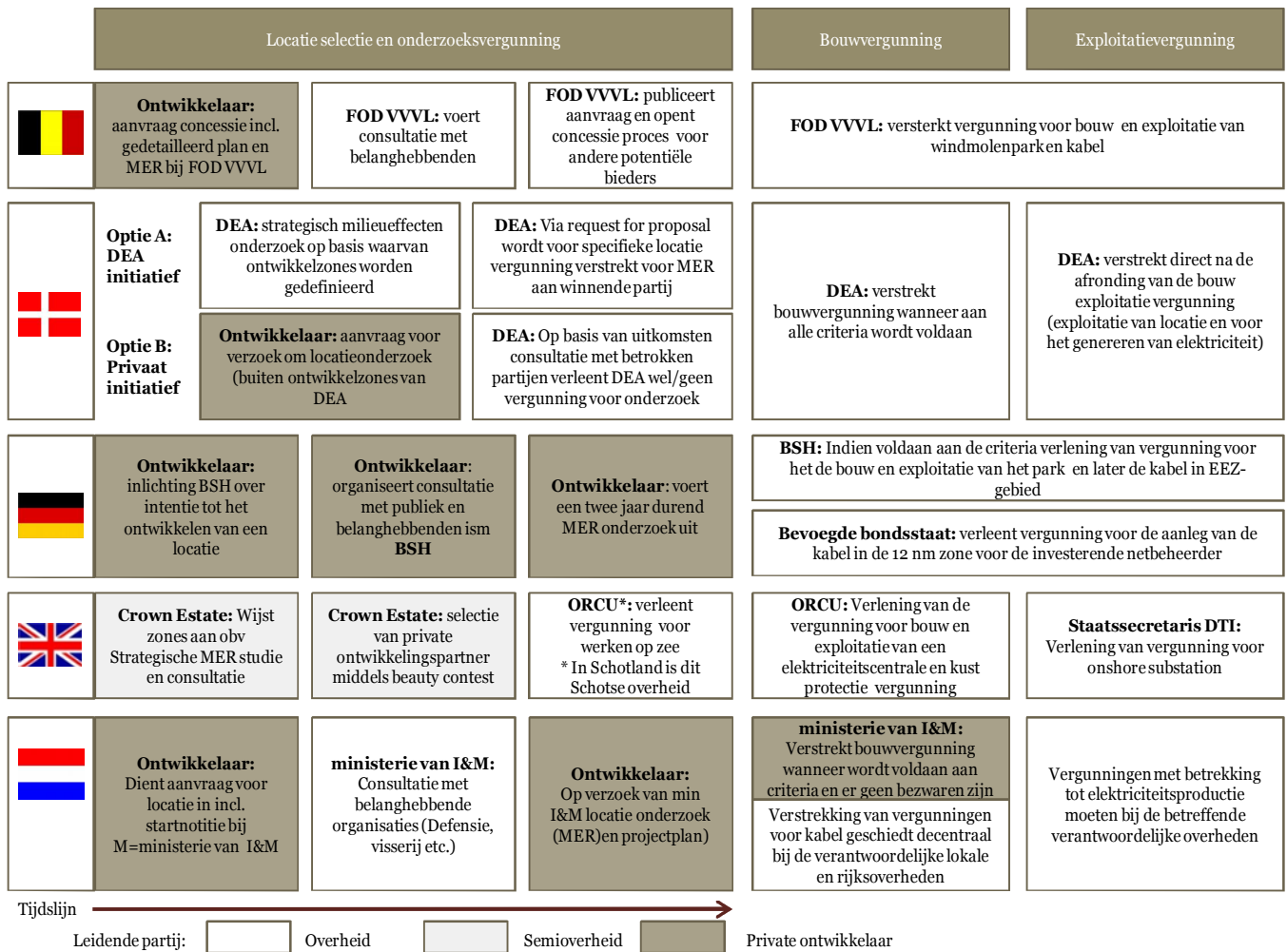
Model	FIT	Verplichtingstelsel	Subsidie / premium	Belastingkorting	Fiscale voordelen
		●	●		●
	●		●		
	●				●
 		●		●	

Bron: PwC Analyse

Op de website <http://www.res-legal.de/en/search-for-countries.html> van het Duitse Bondsministerie voor Milieu, Natuurbescherming en Reactorveiligheid. (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) is een gedetailleerd overzicht te vinden van het stimuleringsbeleid rondom hernieuwbare energie van alle 27 EU lidstaten.

Op de volgende pagina zijn in Figuur 31 de verschillende processen voor de aanvraag van de benodigde vergunningen per land aangegeven.

Figuur 31: Overzicht van processen in verschillende landen



Bron: PwC analyse

E. Onderbouwing van de delta's

In dit appendix is de gedetailleerde onderbouwing van de “delta's”, de verschillen tussen de modellen, opgenomen. In paragraaf E.1 wordt allereerst per model inzicht gegeven in de wijziging van de activiteiten- en risicoverdeling, ten opzichte van het SDE-model. Tevens wordt er een link gelegd naar de delta's. In de daaropvolgende, paragraaf E.2, worden de delta's in detail beschreven.

E.1. Verandering van de activiteiten- en risicoverdeling per model

Aan de hand van de beschrijving van de verschillen tussen de modellen (hoofdstuk 4) zijn risico en activiteitenverdelingen opgesteld. Deze verdelingen vormen de basis voor de kwantificeringen van de verschillen in hoofdstuk 5.

E.1.1. Verschillen in SDE-variant 1 model t.o.v. referentie SDE-model

SDE-Variant 1 heeft als vertrekpunt het basis SDE-Model. Dit model onderscheidt zich doordat na de oplevering van het OWP een herberekening plaatsvindt van de subsidie. De herberekening vindt plaats op basis van een beperkt aantal factoren. Concreet betekent dit dat de overheid tijdens de bouwfase een aantal risico's (bv. grondstofprijzen, niet-werkbare dagen) overneemt.

t.o.v. SDE-model	Markt		Overheid	
	Omschrijving	Effect op kas ¹	Omschrijving	Effect op kas ¹
Direct effect op kasstroom	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Biedingsmodel moet geaudit worden. Tevens moet de prijsaanpassing op een bepaald moment geëffectueerd worden (<i>delta 7</i>) 	↑
	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Additionele transactie-uitgaven, doordat de aanbesteding complexer is (<i>delta 5</i>) 	↑
Effect risicoverdeling op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Overheid neemt een deel vande risico van de werkbare dagen over (P90->P75) (<i>delta's 19/20</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Overheid neemt een deel vande risico van de werkbare dagen over (P90->P75) (<i>delta's 19/20</i>) 	↑
	<ul style="list-style-type: none"> Idem neemt de overheid een deel van het risico mbt. de onzekerheid van een grondstofprijs op zich (P90->P75) (<i>delta 21</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Idem neemt de overheid een deel van het risico mbt. de onzekerheid van een grondstofprijs op zich (P90->P75) (<i>delta 21</i>) 	↑
Effect gedrag op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Indien de indexeringsregels niet goed worden vormgegeven of uitgevoerd kan dit leiden tot perverse prikkels. 	-	-	-

¹ Hypothetisch effect op de kasstroom van de betreffende partij vanwege de wijziging van de activiteiten- en risicoverdeling

E.1.2. Verschillen in SDE-variant 2 model t.o.v. referentie SDE-model

SDE-Variant 2 heeft als vertrekpunt het SDE-Variant 1 model. Dit model onderscheidt zich doordat de omvang van de concessie wordt verhoogd van 400 MW naar 1200 MW. Deze 1200 MW wordt in drie fasen gerealiseerd en na elke oplevering van 400MW wordt de subsidie voor dat deel van het OWP vastgesteld.

t.o.v. SDE-model	Markt		Overheid	
	Omschrijving	Effect op kas ¹	Omschrijving	Effect op kas ¹
Direct effect op kasstroom	<ul style="list-style-type: none"> Schaalvoordelen en leefeffecten in het project (<i>delta's 23 t/m 29</i>) 	-	<ul style="list-style-type: none"> Biedingsmodel moet geaudit worden. Tevens moet de prijsaanpassing op een bepaald moment geëffectueerd worden (<i>delta 8</i>) 	↑
	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Additionele transactie-uitgaven, doordat de aanbesteding complexer is (<i>delta 6</i>) 	↑
Effect risicoverdeling op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Overheid neemt een deel van de risico van de werkbare dagen over (P90->P75) (<i>delta's 19/20</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Overheid neemt een deel van de risico van de werkbare dagen over (P90->P75) (<i>delta's 19/20</i>) 	↑
	<ul style="list-style-type: none"> Idem neemt de overheid een deel van het risico mbt. de onzekerheid van een grondstofprijs op zich (P90->P75) (<i>delta 21</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Idem neemt de overheid een deel van het risico mbt. de onzekerheid van een grondstofprijs op zich (P90->P75) (<i>delta 21</i>) 	↑
Effect gedrag op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Indien de indexeringsregels niet goed worden vormgegeven of uitgevoerd kan dit leiden tot perverse prikkels. 	-	-	-
	<ul style="list-style-type: none"> Omdat prijzen voor ontwikkeling van deel 2 en 3 nog aangepast kunnen worden is de prikkel op realiseren schaalvoordelen beperkt 	-	-	-

¹ Hypothetisch effect van de wijziging van de activiteiten- en risicoverdeling op de kasstroom van de betreffende partij

E.1.3. Verschillen in DBFMO-model t.o.v. referentie SDE-model

De overheid gaat een contract aan voor ontwerp, bouw, financiering, onderhoud en exploitatie van een OWP. De overheid betaalt daarvoor een vaste vergoeding op basis van beschikbare capaciteit en. De markt ontvangt daarnaast een vergoeding door de gerealiseerde productie te verkopen op de markt. De vergoedingen worden betaald gedurende een periode van 15 jaar.

t.o.v. SDE-model	Markt		Overheid	
	Omschrijving	Effect op kas ¹	Omschrijving	Effect op kas ¹
Direct effect op kasstroom	<ul style="list-style-type: none"> Vorbereidingen en onderzoek voor de vergunningaanvragen worden grotendeels door de overheid gedaan (<i>delta 1</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Vorbereidingen en onderzoek voor de vergunningaanvragen worden grotendeels door de overheid gedaan (<i>delta 1</i>) 	↑
	<ul style="list-style-type: none"> Additionele transactie-uitgaven, doordat de aanbesteding complexer is (<i>delta 10</i>) 	↑	<ul style="list-style-type: none"> Additionele transactie-uitgaven, doordat de aanbesteding complexer is (<i>delta 10</i>) 	↑
	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Biedingsmodel moet geaudit worden. (<i>delta 9</i>) 	↑
	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Additioneel contract management (<i>delta's 30/31</i>) 	↑
Effect risicoverdeling op kasstromen	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Voor de overheid kan vergunningrisico afnemen op de lange termijn(<i>delta 3</i>) 	↓
	<ul style="list-style-type: none"> Overdracht van het resterende prijsrisico buiten de sde-bandbreedte aan de overheid (<i>delta 13</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Overdracht van het resterende prijsrisico buiten de sde-bandbreedte aan de overheid (<i>delta 13</i>) 	↑
Effect gedrag op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Mogelijke optimalisatiedeel door beperking ontwerp vrijheden (<i>delta 17</i>) 	-	<ul style="list-style-type: none"> Ontbreken kennis en ervaring kan leiden tot inefficiënties in systeem 	-
	<ul style="list-style-type: none"> Sterke commitment en sturing overheid kan leiden tot meer duidelijkheid en vertrouwen in markt 	-		-

¹ Hypothetisch effect van de wijziging van de activiteiten- en risicoverdeling op de kasstroom van de betreffende partij

E.1.4. Verschillen in Eigendomsmodel t.o.v. referentie SDE-model

De overheid gaat eerst een contract aan voor ontwerp en bouw van een OWP. Na oplevering van het OWP wordt deze verkocht aan een exploitant. Na de verkoop wordt geen verdere financiële bijdrage door de overheid betaald.

t.o.v. SDE-model	Markt		Overheid	
	Omschrijving	Effect op kas ¹	Omschrijving	Effect op kas ¹
Direct effect op kasstroom	<ul style="list-style-type: none"> Vorbereidingen en onderzoek voor de vergunningaanvragen worden grotendeels door de overheid gedaan (<i>delta 1</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Overdracht voorbereidingsuitgave en onderzoek voor de vergunningaanvragen worden grotendeels door de overheid gedaan (<i>delta 1</i>) 	↑
	<ul style="list-style-type: none"> Optimalisatieadeel door knip tussen bouw en exploitatie (<i>delta 18</i>) 	↑	<ul style="list-style-type: none"> Additionele transactie-uitgaven, doordat de aanbesteding complexer is (<i>delta 11</i>) 	↑
	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Additioneel contract management (<i>delta 32</i>) 	↑
Effect risicoverdeling op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Doordat er een track record wis opgebouwd is het volumerisico lager (<i>delta 34</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Voor de overheid kan het vergunningrisico afnemen op de lange termijn (<i>delta 3</i>) 	↓
	<ul style="list-style-type: none"> Overdracht van het prijsrisico aan de markt (<i>delta 14</i>) 	↑	<ul style="list-style-type: none"> Overdracht van het prijsrisico aan de markt (<i>delta 14</i>) 	↓
	-	-	<ul style="list-style-type: none"> Additioneel risico op kostenoverschrijding en uitloop in D&C contract door ontbreken kennis en ervaring bij de overheid (<i>delta 22</i>) 	↑
Effect gedrag op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Aannemer mist belang om snel en binnen budget op te leveren 	-	-	-

¹ Hypothetisch effect van de wijziging van de activiteiten- en risicoverdeling op de kasstroom van de betreffende partij

E.1.5. Verschillen in Participatiemodel t.o.v. referentie SDE-model

De overheid en de ontwikkelaar zijn partners in voorbereidingsfase (delen uitgaven en risico's). De overheid stelt tijdens de bouwfase eigen vermogen ter beschikking met een maximum van 15 % van de totale investering. Na twee jaar exploitatie trekt de overheid zich terug. De SDE-bijdrage geldt voor een periode van 15 jaar per OWP.

t.o.v. SDE-model	Markt		Overheid	
	Omschrijving	Effect op kas ¹	Omschrijving	Effect op kas ¹
Direct effect op kasstroom	<ul style="list-style-type: none"> Vorbereidingen en onderzoek voor de vergunningaanvragen worden gezamenlijk (50/50) met de overheid uitgevoerd (<i>delta 2</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Vorbereidingen en onderzoek voor de vergunningaanvragen worden gezamenlijk (50/50) met de markt uitgevoerd (<i>delta 2</i>) 	↑
			<ul style="list-style-type: none"> Additionele transactie-uitgaven, doordat de aanbesteding/partnerselectie complexer is (<i>delta 12</i>) 	↑
		-	<ul style="list-style-type: none"> Additioneel management uitgaven voor Overheids-NV (<i>delta's 15/16</i>) 	↑
			<ul style="list-style-type: none"> Overheid brengt Eigen Vermogen in project, welk naderhand uit het project gehaald wordt dit beïnvloed mogelijk de financieringslasten (<i>delta 33</i>) 	-
Effect risicoverdeling op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Het vergunningrisico kan op de lange termijn afnemen door ervaring. Markt en overheid delen gezamenlijk in dit voordeel (<i>delta 4</i>) 	↓	<ul style="list-style-type: none"> Het vergunningrisico kan op de lange termijn afnemen door ervaring. Markt en overheid delen gezamenlijk in dit voordeel (<i>delta 4</i>) 	↓
Effect gedrag op kasstromen	<ul style="list-style-type: none"> Commitment overheid heeft positief effect op participatiebereidheid marktpartijen en ontwikkeling markt (<i>delta 33</i>) 	-	<ul style="list-style-type: none"> Wanneer er op de lange termijn OWP'en ontwikkeld blijven worden bouwt de overheid in deelneming kennis op die toegepast kan worden in andere projecten (<i>delta 33</i>) 	↑

¹ Hypothetisch effect van de wijziging van de activiteiten- en risicoverdeling op de kasstroom van de betreffende partij

E.2. Overzicht delta's

In de tabel hieronder staan de gekwantificeerde delta's tussen de modellen. De naam van Delta's die alleen optreden indien het model consequent op de lange termijn wordt toegepast wordt voorafgegaan met de letters "LTE" (Lange Termijn Effect).

Nb. Alle delta-effecten zijn genormaliseerd voor 400 MW OWP in verband met de vergelijkbaarheid van de modellen.

Tabel 34: Overzicht van alle delta's

Delta Nummer	Naam
1	Vorbereidingen door OG bij DBFMO en EO
2	Verdeling voorbereiding tussen OG en ON bij Participatie
3	LTE: Kleiner vergunningenrisico door uitvoering overheid bij DBFMO en EO
4	LTE: Kleiner vergunningenrisico door 50% betrekken overheid bij Participatie
5	Meerprijs transactie-uitgaven SDE 1
6	Meerprijs transactie-uitgaven SDE 2
7	Auditing biedingsmodel & Effectueren prijsaanpassing SDE 1
8	Auditing biedingsmodel & Effectueren prijsaanpassing SDE 2
9	Auditing biedingsmodel DBFMO
10	Meerprijs transactie-uitgaven DBFMO
11	Meerprijs transactie-uitgaven EO (aanbesteding en verkoop)
12	Meerprijs transactie-uitgaven Participatiemodel
13	Overdracht van het prijsrisico bij DBFMO
14	Overdracht van het prijsrisico bij EO
15	Managementuitgaven overheidsparticipatie NV (Realisatiefase)
16	Managementuitgaven overheidsparticipatie NV (Exploitatiefase)
17	Optimalisatie nadeel door beperkingen ontwerp in DBFMO
18	Optimalisatie nadeel door knip bouw en exploitatie in EO
19	LTE: Overdracht risico werkbare dagen (Realisatiefase) SDE 1 en SDE 2
20	LTE: Overdracht risico werkbare dagen (Exploitatie) SDE 1 en SDE 2
21	LTE: Overdracht risico onzekerheid grondstofprijzen SDE 1 en SDE 2
22	Risico van kostenoverschrijding en uitloop in D&C contract EO
23	Schaalvoordelen en leereffecten WTG SDE 2
24	Schaalvoordelen en leereffecten Fundering SDE 2
25	Schaalvoordelen en leereffecten Installatie SDE 2
26	Schaalvoordelen en leereffecten Transport en Logistiek SDE 2
27	Schaalvoordelen en leereffecten Onderhoud & Maintenance SDE 2
28	Schaalvoordelen en leereffecten Aanleg Transmissienet SDE 2
29	Schaalvoordelen en leereffecten Exploitatie Transmissienet SDE 2
30	Contractmanagement DBFMO (Realisatiefase)
31	Contractmanagement DBFMO (Exploitatiefase)
32	Contractmanagement EO
33	LTE: Kennisopbouw & vertrouwen markt door Participatie
34	Verminderd volumerisico bij aankoop OWP door markt EO

E.2.1. Delta 1 & 2

Vorbereidingsuitgaven		
Beschrijving	<p>Onder voorbereidingen wordt verstaan; de activiteiten vanaf de start up van het project, tot aan het moment dat de businesscase vast wordt gesteld voor de aanvraag van subsidie. Hieronder worden de volgende activiteiten verstaan:</p> <ul style="list-style-type: none"> • verkrijgen van de juiste vergunningen (ontwerp, bouw en exploitatie); • uitvoeren van bodemonderzoek voor MER en referentieontwerp; • het plaatsen van een meteomast voor het verkrijgen van weerdata. <p>In het DBFMO-model en EO-model worden deze activiteiten door de overheid uitgevoerd. In het participatiemodel zijn de uitgaven 50/50 verdeeld.</p>	
Kwantificering	<p>De uitgaven voor de verschillende activiteiten worden geschat op:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Verkrijgen van de juiste vergunningen: ca. €3 mln. per jaar. Aangenomen wordt dat de duur van de vergunningaanvraag inclusief risico op uitloop gewaardeerd kan worden op 3 jaar. • Uitvoeren van bodemonderzoek voor MER en referentieontwerp: €10-12 mln. Voor het model wordt €10 mln. aangehouden. • Het plaatsen van een meteomast voor het verkrijgen van weerdata: ca. €7 mln. <p>Totale voorbereidingsuitgaven: €3 mln. x 3 jaar + €10 mln. + €7 mln.= €26 mln.</p>	
Timing	Vorbereidingsfase	
Bronnen	Gegevens aangeleverd door en getoetst bij drie gesprekspartners	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 1: DBFMO/EO	- €26 mln. / OWP	+ €26 mln. / OWP
Delta 2: Participatiemodel	- €13 mln. / OWP	+ €13 mln. / OWP

E.2.2. Delta 3 & 4

Lange Termijn Effect: Vermindering vergunningenrisico		
Beschrijving	<p>In de uitgaven van de voorbereidingen wordt een risico-opslag gehanteerd voor de vergunningaanvraag. Door factoren kunnen de vergunningaanvragen het budget in tijd en of geld overschrijden. Voorbeelden zijn het aantekenen van beroep en/of additioneel benodigd onderzoek. Dit is gedefinieerd als het vergunningenrisico</p> <p>In het DBFMO en EO-model neemt de overheid de voorbereidingsactiviteiten en de bijbehorende risico's op zich. In het participatiemodel worden deze risico's 50/50 gedeeld.</p> <p>Uitgangspunt is dat wanneer de overheid (een deel van) de voorbereidingsactiviteiten op zich neemt zij een leercurve kan opbouwen waardoor het proces efficiënter ingericht kan worden en de uitloop en vertraging in de aanvragen minder groot zal zijn. Daarnaast kan de overheid schaalvoordelen behalen doordat zij voor meerdere OWP'en tegelijk een MER kan uitvoeren en de benodigde onderzoeken die daarvoor nodig zijn. Dit is onder voorwaarde dat zij aan kennisborging doet en voldoende OWP'en realiseert om deze leercurve op te bouwen.</p>	
Kwantificering	<p>Doordat de overheid schaalvoordelen heeft bij onderzoeken en het proces door leerervaringen efficiënter kan inrichten schatten wij in dat de totale voorbereidingsuitgaven met 10-15% gereduceerd kunnen worden.</p> <p>Het totale voordeel is daardoor ongeveer €3 mln.</p>	
Timing	Vorbereidingsfase	
Bronnen	Uitgavengegevens aangeleverd door marktpartijen (nutsbedrijven). De besparingen zijn door PwC geschat en vervolgens ter toetsing voorgelegd aan gesprekspartners (nutsbedrijven).	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 3: DBFMO/ EO	Nvt	- €3 mln./OWP
Delta 4: Participatie-model	- €1,5 mln./ OWP (50% van uitgaven)	- €1,5 mln./ OWP (50% van uitgaven)

E.2.3. Delta 5 & 6

Meerprijs transactie-uitgaven SDE 1 en SDE 2		
Beschrijving	<p>In SDE 1 en SDE 2 neemt de overheid een deel van de risico's (voornamelijk bouwrisico's, als grondstofprijzen en werkbare dagen op zee) over van de marktpartij. Ten opzichte van het SDE-model moet de overheid duidelijke aanbestedingsregels opstellen waarmee enkel de betreffende risico's worden teruggenomen zonder perverse prikkels/ongewenste effecten.</p> <p>Het uitwerken en hanteren van deze aanbestedingsregels heeft een meerprijs ten opzichte van het referentiemodel.</p>	
Kwantificering	<p>Voor het opstellen van de leidraad zal een team nodig zijn waarin ten minste juridische en financiële expertise aanwezig is. Voorbereidingen voor een dergelijke transactie worden geschat op 12 maanden.</p> <p>Totaal wordt de inzet geschat op 2 fte gedurende 12 maanden voor een gemiddelde kostprijs van €100 K / jaar.</p> <p>Meerprijs transactie-uitgaven in SDE 1 & SDE 2: 2 fte x 1 jaar x €100 K = €200 K per OWP</p>	
Timing	Vorbereidingsfase	
Bronnen	PwC analyse, ervaring in recente aanbestedingen van PPS projecten	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 5: SDE 1	Nvt	+ €200 K / OWP
Delta 6: SDE 2	Nvt	+ €200 K / OWP

E.2.4. Delta 7 t/m 9

Auditing biedingsmodel, SDE 1 en SDE 2 en DBFMO		
Beschrijving	<p>De biedingsmodellen moeten in het SDE 1, SDE 2 en DBFMO-model geaudit worden. Redenen waarom deze audit moet worden uitgevoerd:</p> <ul style="list-style-type: none"> • onderzoek naar de werking van het model; • het correcte gebruik van de referentiewaardes (m.a.w. risicoparameters, zoals staalprijs, werkbare dagen) in het model; • de relatie tussen de referentiewaardes en de bieding; • monitoring van de indexregeling; • effectueren van prijsaanpassingen (alleen in SDE 1 en SDE 2 model). <p>Alleen door een risicogestuurde audit (geen IFRS etc.) kan vooraf worden bepaald wat het effect is van de manifestatie van een risico in het model van een marktpartij.</p>	
Kwantificering	<p>Voor elke bidder moet een biedingsmodel worden geaudit. Deze audit bestaat uit een scan op aanneembaarheid van getallen, consistentie, en een gevoeligheidsanalyse met betrekking tot de effecten van het optreden van overgenomen risico's. Dit heeft in de modellen de volgende effecten:</p> <p>De uitgaven aan de audit worden geschat op €25 K/audit.</p> <ul style="list-style-type: none"> • SDE 1: Er wordt aangenomen dat er in het SDE 1 model gemiddeld 4 bidders per OWP zijn. De totale uitgaven aan worden geschat op €100 K/OWP • SDE 2: In het SDE 2 model wordt er net als in het SDE 1 model vanuit gegaan dat 4 partijen meebieden, echter wel voor 3x 400 MW. Nadat een partij de concessie heeft verkregen zal zij voor de fases 2 en 3 nieuwe biedingen moeten indienen die gecontroleerd moeten worden. Deze controles zullen grondiger zijn en naar verwachting ongeveer €100 K per fase te kosten. De totale uitgaven aan de auditing van de biedingsmodellen voor 3x 400 MW komt daarmee neer op: <ul style="list-style-type: none"> • Bieding 1: voor verkrijgen van de concessie: 4 partijen x €25 K = €100K • Bieding 2 en 3: voor fase 2 en 3: 1 partij met een zwaardere audit = €200K • Totaal = €300K <p>Dit totaal is voor 3 x 400 MW. Genormaliseerd voor 400 MW is dit: €100 K/OWP</p> • DBFMO: In het DBFMO-model wordt er vanuit gegaan dat er gemiddeld 3 bidders zijn. Dit getal ligt in de regel lager i.v.m. hogere transactie-uitgaven in een DBFMO-aanbesteding. Op basis hiervan zijn de verwachten uitgaven: 3x €20 K = €60 K/OWP <p>Voor de markt was een SDE-biedingsmodel al verplicht en zijn geen extra uitgaven.</p>	
Timing	Vorbereidingsfase	
Bronnen	PwC analyse op basis van ervaring in recente aanbestedingen van PPS projecten, en de uitvoering van diverse audits op biedingsmodellen.	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 7: SDE 1	Nvt	+ €100 K/OWP
Delta 8: SDE 2	Nvt	+ €100 K/OWP
Delta 9: DBFMO	Nvt	+ €60 K/OWP

E.2.5. Delta 10

Meerprijs Transactieuitgaven DBFMO		
Beschrijving	<p>In het DBFMO-model nemen de transactie-uitgaven van markt en overheid toe ten opzichte van die in het SDE-model. Reden is dat er een complexer aanbestedingsproces wordt gehanteerd, waaraan meerdere partijen deelnemen waarin de risicoverdelingen en de uitwerking van het PvE in concurrentie worden besproken.</p> <p>De complexe transactie vertaalt zich in een extra beheersinspanning van zowel de overheid als de marktpartij kant.</p>	
Kwantificering	<p>Meerprijs overheid:</p> <p>Overheid zal een uitgebreide aanbesteding moeten uitvoeren. Activiteiten die zij moet ondernemen zijn:</p> <ul style="list-style-type: none"> • opstellen Leidraad; • uitwerken programma van eisen; • uitwerken performance regime; • opstellen contracten. <p>Hiervoor zal een team benodigd zijn met juridische, financiële en technische expertise. De inzet wordt aangenomen op ongeveer 6,5 fte voor een gemiddelde kostprijs van €150 K/jaar. Het team zal 2 jaar operationeel zijn.</p> <p>Totale meerprijs: 6,5 fte x 2 x €150 = €1.950 K/ OWP</p> <p>Meerprijs markt:</p> <p>Per OWP heeft de marktpartij extra transactie-uitgaven door complexe contractvorm. Een marktpartij zal een bidteam moeten organiseren bestaande uit experts op het gebied van juridica, financiën en techniek.</p> <p>Gemiddeld bestaat een bidteam uit 10 fte, met een gemiddelde kostprijs van €150 K/jaar. De aanbesteding duurt 12 maanden. Gemiddeld zijn er per aanbesteding van een OWP 3 aanbieders. Meerprijs transactie-uitgaven DBFMO markt: 10 fte x 1 jaar x €150 K x 3 marktpartijen = €4.500 K / OWP</p> <p>Totale additionele transactie-uitgaven: €6.495 K/OWP (ongeveer 0,3 % van totale omvang project) Ter verificatie: totale transactie-uitgaven bij DBFM-projecten RWS zijn 0,2 -0,5 % van totale omvang.</p>	
Timing	Vorbereidingsfase	
Bronnen	PwC analyse op basis van PPS Kennispool RWS: Evaluatie van transactie-uitgaven in recente aanbestedingen van RWS	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 10: DBFMO	+ €4.500 K/OWP	+ €1.950 K/OWP

E.2.6. Delta 11

Meerprijs Transactieuitgaven EO		
Beschrijving	<p>In het eigendomsoverdracht wordt op basis van een referentieontwerp en programma van eisen een OWP ingekocht (bij een D&C aannemer) en na oplevering weer verkocht. Aanvullend t.o.v. het SDE-model zal de overheid de volgende producten moeten op leveren:</p> <ul style="list-style-type: none"> • opstellen Leidraad; • uitwerken programma van eisen; • opstellen contracten; • track record. 	
Kwantificering	<p>Meerprijs overheid:</p> <p>In het eigendomsoverdracht model dient de overheid twee (contractuele) transacties uit te voeren:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. De constructie van het OWP wordt aanbesteed aan een D&C aannemer. Activiteiten die hier onder vallen: Opstellen leidraad en programma van eisen, onderhandelingen en afsluiten contract. Totale duur transactie wordt ingeschat op 10 maanden (voorbereidingen en onderhandelingen) met een team van 10 fte (juridisch, technisch en financieel). 2. Het OWP wordt na 2 jaar verkocht aan een exploitant. Activiteiten die hier onder vallen: opstellen van transactie, onderhandelingen, afsluiten contract Totale duur transactie wordt ingeschat op 4 maanden met een team van 4 fte (juridisch en financieel). <p>De gemiddelde kostprijs is €150 K / fte / jaar.</p> <p>Totale meerprijs transactie voor overheid is:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transactie 1: $10 \text{ fte} \times 5/6 \times €150 \text{ K} = €1.250 \text{ K/OWP}$ • Transactie 2: $10 \text{ fte} \times 1/3 \times €150 \text{ K} = €200 \text{ K / OWP}$ <p>Meerprijs markt:</p> <p>Er is mogelijk sprake van een meerprijs ten opzichte van het SDE-model. Immers in dit model zal er voor 2 vragen (realisatie en exploitatie) een aanbesteding moeten plaatsvinden. Wanneer daar meerdere partijen aan deelnemen, leidt dat tot hogere totale transactiekosten. De extra kosten ten opzichte van SDE zijn lastig in te schatten omdat bij de SDE biedingen ook partijen zijn die afvallen en die daarvoor transactiekosten hebben gemaakt. Wij hebben daarom geen meerprijs opgenomen. Uitgaven gemaakt bij de aankoop van het OWP zullen verdisconteert zijn in de verkoopprijs.</p>	
Timing	<ul style="list-style-type: none"> • Transactie 1: Voorbereidingsfase • Transactie 2: Exploitatiefase 	
Bronnen	PwC analyse op basis van PPS Kennispool RWS: Evaluatie van transactie-uitgaven in recente aanbestedingen van RWS	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 11: EO	Nvt	+€1.450 K/OWP

E.2.7. Delta 12

Meerprijs Transactieuitgaven Participatiemodel		
Beschrijving	<p>In het participatiemodel stapt de overheid in het project met een minderheidsaandeel. Om haar belang in het projectvennootschap richting de financial close te borgen zal de overheid in het transactieproces vertegenwoordigd moeten worden door een team met financiële en juridische experts. Voorbeelden van onderwerpen die contractueel vastgelegd moeten worden zijn:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rechten met betrekking tot investerings-, en operationele beslissingen. • Verdeling van rollen en verantwoordelijkheden. • Verdeling van risico's en bijbehorende financiële verplichtingen. 	
Kwantificering	<p>Meerprijs overheid:</p> <p>Er wordt ingeschat dat de benodigde inzet van ongeveer gelijkwaardige niveau is als voor delta11. Dit betekent dat de totale duur van de transactie 10 maanden is (voorbereidingen en onderhandelingen) met een team van 10 fte.</p> <p>De gemiddelde kostprijs is €150 K / fte / jaar.</p> <p>Totale meerprijs transactie participatiemodel voor overheid is:</p> <p>$10 \text{ fte} \times 5/6 \times €150 \text{ K} = €1.250 \text{ K/OWP}$</p>	
Timing	Vorbereidingsfase	
Bronnen	PwC analyse op basis van PPS Kennispool RWS: Evaluatie van transactie-uitgaven in recente aanbestedingen van RWS	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 12: Participatie-model	Nvt	+€1.250 K/OWP

E.2.8. Delta 13&14

Overdracht van het prijsrisico bij DBFMO en EO		
Beschrijving	<p>In het SDE model wordt de marktpartij binnen een bepaalde bandbreedte gecompenseerd voor fluctuaties van de (marktconforme) elektriciteitsprijs, buiten de bandbreedtes is het prijsrisico echter voor rekening van de marktpartij.</p> <p>Prijsrisico in het DBFMO model In het DBFMO model betaalt de overheid een vaste vergoeding per geproduceerde hoeveelheid energie (dus zonder dergelijke bandbreedtes). Daarmee wordt resterende deel van het prijsrisico van de markt overgedragen naar de overheid.</p> <p>Prijsrisico in het EO model In het EO model koopt de marktpartij het OWP van de overheid. In de exploitatiefase vinden er verder geen betalingen vanuit de overheid aan de marktpartij plaats. Daarmee wordt het volledige prijsrisico overgedragen naar de marktpartij.</p> <p>Kwantificering Het is de inschatting van PwC dat de overdracht van het resterende prijs risico geen effect heeft op de hoogte van de beprijzing van het prijsrisico. Deze inschatting is gebaseerd op de volgende punten:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. De overheid kan de kans van optreden of het gevolg van het risico niet beter of slechter beheersen dan de marktpartij aangezien het een macro-economisch risico is; 2. De overheid betaalt/ontvangt de <u>werkelijke</u> kosten/opbrengsten die het resultaat zijn van een eventueel verschil tussen de vaste prijs en de variabele(markt)prijs. Daarmee kan de overheid het risico waarderen op een P50 waarde; 3. De marktpartij kan het prijsrisico efficiënt verzekeren/hedgen in een liquide markt. Dit behoort tot de reguliere werkzaamheden van een nutsbedrijf. Daarmee kan de marktpartij het risico waarderen op de P50 waarde. 	
Bronnen	Bepaald aan de hand van expert interviews met marktpartijen (nutsbedrijven).	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 13: DBFMO	Nul	Nul
Delta 14: EO	Nul	Nul

E.2.9. Delta 15 & 16

Managementuitgaven Overheids-NV		
Beschrijving	Uitgangspunt is dat er een overheids-NV met duidelijke doelstellingen en mandaten is ingericht voor het managen van de participaties. De investeringen en exploitatie-uitgaven van de overheids-NV worden doorbelast aan alle projecten.	
Kwantificering	<p>Een inschatting is dat 2 fte met een integrale kostprijs (incl. huisvesting, ondersteuning, etc.) worden doorberekend.</p> <p>De integrale kostprijs voor een fte à €120 K per jaar.</p> <p>De managementuitgave gelden voor:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Realisatie: 2 fte x 2 jaar x €120K = €480 K per OWP • Exploitatie: 2 fte x 2 jaar €120 K = €480 K per OWP (na twee jaar wordt het OWP afgestoten) 	
Timing	<ul style="list-style-type: none"> • Voorbereidingsfase • Realisatiefase • Exploitatiefase 	
Bronnen	PwC analyse op basis ervaringen bij projectbureau van de tweede maasvlakte	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 15: Participatie (Realisatie)	Nvt	+ €480 K /OWP
Delta 16: Participatie (Exploitatie)	Nvt	+ €480 K /OWP

E.2.10. Delta 17

Ontwerprisico en optimalisatie nadelen

Beschrijving	<p>De overheid is verantwoordelijk voor referentieontwerp (i.v.m. vergunningaanvraag), de markt is verantwoordelijk voor detailontwerp, bouw en exploitatie. De overheid neemt dus een deel van het ontwerp voor haar rekening. Daarmee worden de benodigde vrijheden die de marktpartij heeft bij het bepalen van een optimale aanleg, onderhoud en exploitatie strategie mogelijk beperkt. Dit resulteert in meer uitgaven, of vanwege minder optimale omstandigheden, of omdat er extra uitgaven gemaakt moeten worden om het OWP te herontwerpen</p> <p>Voorbeeld: Lay-out van het OWP is niet optimaal voor gewenste windturbine (locatie, hoogte beperkingen etc.), waardoor de exploitant lagere inkomsten/ hogere onderhoudsuitgaven heeft.</p> <p>Echter in het referentie SDE-model zitten deze inefficiënties verborgen in de eisen die gesteld worden aan een ontwerp voor de vergunningaanvraag. Feitelijk zijn deze eisen identiek aan de eisen benodigd in een referentieontwerp.</p> <p>De conclusie is dat de effecten van deze beperkende factoren vrijwel gelijk zijn. Het verschil tussen het SDE-model en het DBFMO-model op dit punt is daardoor verwaarloosbaar.</p>	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 17: DBFMO	Nul	Nvt

E.2.11. Delta 18

Ontwerprisico en optimalisatie nadelen		
Beschrijving	<p>In het Eigendomsoverdracht model neemt de overheid het ontwerp en de bouw voor haar rekening. Hiermee worden ten opzichte van het basis model aanleg en exploitatie van elkaar gesplitst. De exploitant heeft daardoor een risico dat het OWP niet alle optimalisatie mogelijkheden voor de exploitatie kan benut, omdat het ontwerp, de bouw en de exploitatie niet op elkaar zijn afgestemd.</p> <p>Voorbeeld: OWP is uitgevoerd met windturbines die niet optimaal zijn voor het exploitatiemodel van de nieuwe exploitant. Dit resulteert in meer uitgaven, dan wel vanwege minder optimale omstandigheden, dan wel, omdat er extra uitgaven gemaakt moeten worden om het OWP te herontwerpen.</p>	
Kwantificering	<p>Uit de DBFM(O) Voortgangsrapportage 2010 van PPS bij het Rijk blijkt dat bij projecten die middels geïntegreerde contracten worden aanbesteed er een reductie van tussen de 5% en de 20% mogelijk is.</p> <p>Een benchmark van 67 PPP en traditionele projecten uit Australië en VK leert dat de gemiddelde uitgavenoverschrijding bij traditionele projecten gemiddelde 13% hoger ligt dan voor PPP projecten (University of Melbourne).</p> <p>Aanbesteding onderzoek in NL 200 projecten in NL in afgelopen 10 jaar aanbestedingsresultaten in GWW m.n. traditioneel vs. D&C 5 a 10% te verklaren uit ontwerpoptimalisatie PwC studie voor Rijkswaterstaat.</p> <p>De extra uitgaven in het eigendomsoverdracht liggen hoger dan bij het DBFMO-model, immers de marktpartij heeft nu ook geen invloed kunnen hebben op de bouw. Een voorzichtige inschatting is dat de totale uitgaven 5% hoger zullen liggen door het wegnemen van de optimalisatie mogelijkheden.</p>	
Timing	<ul style="list-style-type: none"> • Realisatiefase • Exploitatiefase 	
Bronnen	<ul style="list-style-type: none"> • Voortgangsrapportage PPS bij het Rijk • University of Melbourne 	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 18: EO	+5% van Opex+Capex (=127 mln.)	Nvt

E.2.12.Delta 19 & 20

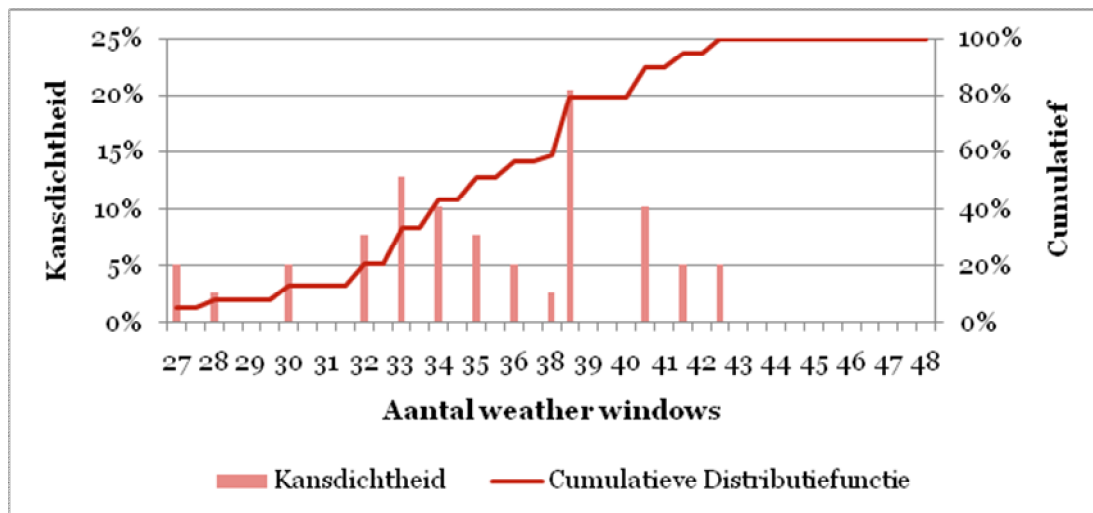
Lange termijn effect: Overdracht risico niet-werkbare dagen bij installatie

Beschrijving	<p>In het SDE 1 en SDE 2 model wordt het risico dat er niet gewerkt kan worden op zee vanwege weersomstandigheden gedeeltelijk overgedragen aan de overheid. De veronderstelling is dat de overheid deze risico's als een verzekeraar op zich kan nemen wanneer er voldoende OWP'en gerealiseerd worden in een voldoende grote spreiding in de tijd.</p> <p>Er zijn verschillende factoren die bepalen of de offshore bouw- en/of transportactiviteiten uitgevoerd kunnen worden. De belangrijkste invloeden zijn:</p> <ul style="list-style-type: none">• wind• golfhoogte• deining <p>Voor golfhoogte en deining is gebleken dat er onvoldoende langjarige data publiekelijk beschikbaar is. Voor wind is er wel voldoende data beschikbaar, maar alleen voor de meetstations op het land. Er wordt aangenomen dat er een sterke correlatie is met de werkbaarheid op een dag. Op hiervan is ervoor gekozen om de verschillen in aantal werkbare dagen per seizoen te bepalen aan de hand van windgegevens.</p> <p>Het verlies aan werkbare dagen resulteert in drie kastroomeffecten:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Extra bouwuitgaven, doordat er additionele reserveringen gemaakt moeten worden voor schepen en arbeidwaren.2. Extra bouwrente-uitgaven, door de vertragingen in de bouw.3. Verlies aan exploitatiedagen, doordat de vertraging in de bouw directe vermindering van het aantal mogelijk productiedagen betekent (de concessie houdt geen rekening met vertragingen).
Kwantificering	<p>Als basis voor de berekening van het risico worden de dagelijkse windgegevens van het meetstation IJmuiden(landgegevens!) tussen 1971 en 2000 van het KNMI gebruikt. Uit deze data kan een verdeling worden opgemaakt van het aantal niet-werkbare dagen bij een bepaalde zekerheid.</p> <p>Om tot deze betrouwbaarheidsintervallen te komen worden de volgende onderliggende aannames gehanteerd:</p> <p>Constructieperiode:</p> <p>Wettelijk is er vast gelegd dat er op zee alleen geheid mag worden tussen augustus en eind februari. Er zijn andere funderingstechnieken dan monopile waarbij gedurende de rest van het jaar ook gebouwd mag worden. Echter deze technieken zijn duurder. Aangenomen wordt dat de extra uitgaven de winst in bouwrisico teniet doen. In de berekening wordt daarom alleen rekening gehouden met een bouwperiode tussen eind augustus en eind februari.</p> <p>Weather window:</p> <p>Een constructeur kan alleen de zee op voor constructie wanneer er minstens drie dagen aaneengesloten acceptabel weer is (expert interviews). Dit is de zogenaamde weather window.</p> <p>Maximale weersomstandigheden:</p> <p>Züblin heeft op dit moment een platform beschikbaar dat tot windkracht 7 (15 m/s) operationeel kan zijn (Ursula platform). Er zijn geen windgegevens van zee beschikbaar. Daarom is er voor gekozen om de limiet van een werkbare dag conservatief te schatten op 10</p>

Lange termijn effect: Overdracht risico niet-werkbare dagen bij installatie

m/s. Immers op zee waait het harder dan op land.

Wanneer met bovenstaande parameters rekening wordt gehouden kan de volgende distributie worden afgeleid:



Bepaling van het verschil tussen effect overheid vs. effect markt

Uitgangspunt is dat de overheid voldoende portefeuille heeft om als een verzekeraar op te treden (zie 5.6 voor uitwerking portefeuille grootte). De marktpartij zal in haar planning en bieding uitgaan van een 90% betrouwbaarheidsinterval. De vraag is echter of de overheid een voldoende grote portefeuille kan creëren om de theoretische P50-waarde te halen. Op basis hiervan is een conservatieve inschatting gemaakt dat de overheid met haar portefeuille de P75-waarde kan realiseren. Het voordeel door overdracht van het risico wordt daarom beoordeeld op het verschil tussen de P90 waarde en de P75 waarde.

	Werkbare slots van 3dagen	Werkbare dagen	Niet-werkbare dagen
P90	30	90	275
P75	33	99	266
Vershil	-3	-9	9

Overdracht van het risico betekent dat de markt ongeveer 9 niet werkbare dagen minder hoeft in te prijzen als risico.

Berekening van kasstroom effect:

De constructieperiode duur twee jaar:

1. Additionele constructie-uitgaven: Constructie-uitgaven zijn €340 mln. voor 180 werkbare dagen (Markt nam 2 jaar bouw op P 90 in de bieding: 2x 90 dagen = 180). Constructie-uitgaven per dag: €1,9 mln. /dag
2. Additionele bouwrente: 50% van Capex ad. €1.554 mln. voor 6% rente: €132 K /dag
3. Verlies van potentiële productiedagen (i.v.m. vergunningen), vertaalt zich in een verlies aan revenuen. Dit is: €267 K / dag

Lange termijn effect: Overdracht risico niet-werkbare dagen bij installatie		
	Ad 1 & 2: Totaal effect risico niet-werkbare dagen op uitgaven en financiering: €18,3 mln.. Ad 3: Totaal effect risico verlies van potentiële productiedagen: €2,4 mln..	
Timing	<ul style="list-style-type: none"> • Realisatiefase • Exploitatiefase (verlies van exploitatiedagen) 	
Bronnen	<ul style="list-style-type: none"> • Weerdata: KNMI windgegevens 1975-2000 voor IJmuiden • Züblin Ursula: http://www.zublin.com.cn/english/zupinen.htm 	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 19: SDE 1 & 2 (Realisatie)	- €18,3 mln.	Nvt
Delta 20: SDE 1& 2 (Exploitatie)	-€2,5 mln.	Nvt

E.2.13.Delta 21

Lange termijn effect: Overdracht risico onzekerheid staalprijs

Beschrijving	<p>Een aanzienlijk deel van de investeringsuitgaven in de constructie van een OWP zijn herleidbaar tot de componenten staal, arbeid en olie. Staal is met name belangrijk voor de vervaardiging van de installaties (windturbines en fundering). Arbeid en olie zijn zowel input voor de vervaardiging van de installaties, alsmede het constructieproces (inclusief transport) van het OWP.</p> <p>De grote onzekerheid (volatiliteit) rondom de prijs van de grondstof vormen een belangrijk risico. Voor arbeid en olie zijn deze risico's vrij gemakkelijk te verzekeren (hedgen) op de commerciële markt en wordt daarom niet meegenomen. Staal is naast o.a. koper één van de grondstoffen die vrijwel niet te verzekeren is, zowel voor de offshore markt als voor andere markten. Hierdoor vormt het, mede door het grootte aandeel in de constructie, een aanzienlijk risico.</p>																																		
Kwantificering	<p>Om het risico te kunnen waarden zijn op basis van historische gegevens monte carlo simulaties gemaakt van het toekomstig prijsverloop van staal. Dit proces bestaat uit vijf stappen:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Het vaststellen van de investeringssom die relateerbaar is aan de component staal.2. Verkrijgen van de historische data van de staal index.3. Op basis van de historische data een normaalverdeling maken.4. Bepalen van betrouwbaarheidsintervallen middels een monte carlo simulatie.5. Bepalen van het verschil vanwege de overdracht van het risico. <p>1. Vaststellen van de investeringssom relateerbaar aan de grondstofprijs van staal</p> <p>Er is aangenomen dat de investeringssom in ongeveer gelijke delen is te relateren aan de drie hoofd componenten, te weten, staal, arbeid en olie. Dit betekent dat de staalcomponent 33% van de investeringssom betreft.</p> <p>2. Verkrijgen van historische data van de staal index</p> <p>Als data set is de historische halfjaarlijkse verandering van de staalprijs (CROW) tussen 1995 en 2010 gebruikt. Deze worden periodiek gepubliceerd voor de Grond, Water en wegbouw sector. Er is gekozen voor een dataset van de afgelopen 15 jaar om voldoende informatie te hebben voor het bepalen van een kansverdeling.</p> <div data-bbox="347 1503 1422 1921"><table border="1"><caption>Ontwikkeling staalprijs 1995-2010</caption><thead><tr><th>Jaar</th><th>Index 1995 = 100</th></tr></thead><tbody><tr><td>1995</td><td>100</td></tr><tr><td>1996</td><td>100</td></tr><tr><td>1997</td><td>100</td></tr><tr><td>1998</td><td>100</td></tr><tr><td>1999</td><td>100</td></tr><tr><td>2000</td><td>100</td></tr><tr><td>2001</td><td>100</td></tr><tr><td>2002</td><td>100</td></tr><tr><td>2003</td><td>100</td></tr><tr><td>2004</td><td>120</td></tr><tr><td>2005</td><td>170</td></tr><tr><td>2006</td><td>150</td></tr><tr><td>2007</td><td>200</td></tr><tr><td>2008</td><td>230</td></tr><tr><td>2009</td><td>200</td></tr><tr><td>2010</td><td>220</td></tr></tbody></table></div> <p>Bron CROW, 2010</p>	Jaar	Index 1995 = 100	1995	100	1996	100	1997	100	1998	100	1999	100	2000	100	2001	100	2002	100	2003	100	2004	120	2005	170	2006	150	2007	200	2008	230	2009	200	2010	220
Jaar	Index 1995 = 100																																		
1995	100																																		
1996	100																																		
1997	100																																		
1998	100																																		
1999	100																																		
2000	100																																		
2001	100																																		
2002	100																																		
2003	100																																		
2004	120																																		
2005	170																																		
2006	150																																		
2007	200																																		
2008	230																																		
2009	200																																		
2010	220																																		

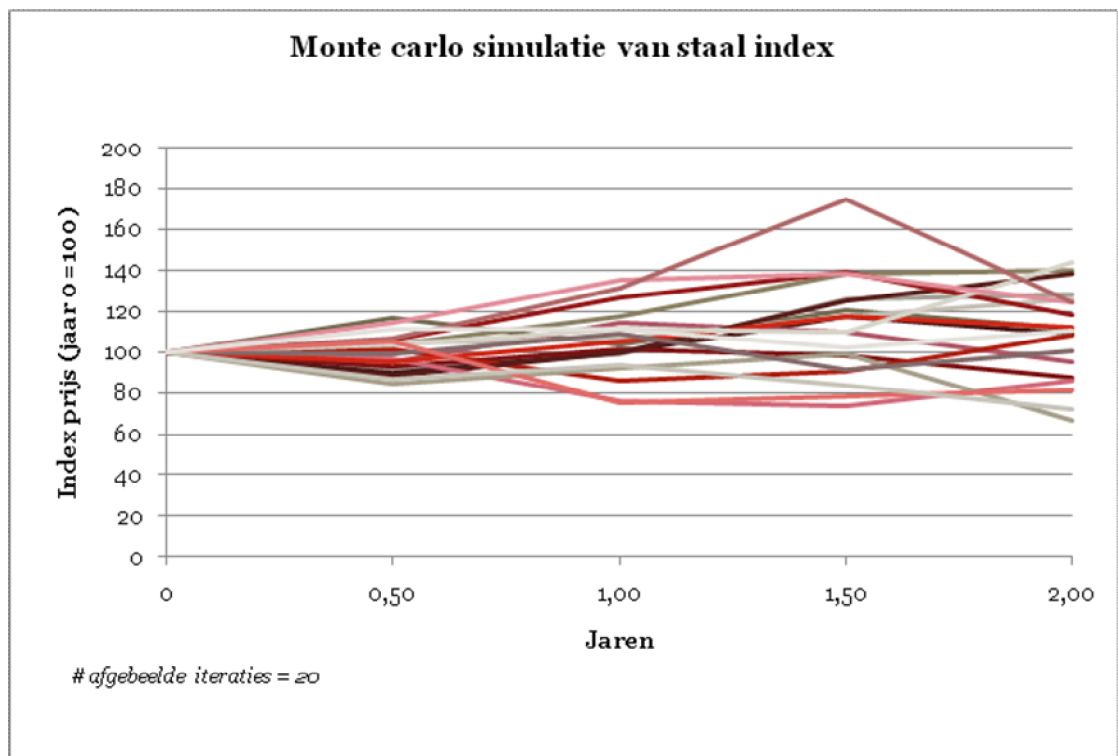
3. Opbouwen van de kansverdeling

Op basis van de historische gegevens is een kansverdeling bepaald voor de halfjaarlijkse verandering van de staalprijs. Deze wordt beschreven door de volgende parameters:

Staal	Waarde	Omschrijving
Gemiddelde	3,98%	Gemiddelde halfjaarlijkse afwijking duidt op groei
Mediaan	2,33%	Middelste waarde uit de populatie
Standaarddeviatie	14,97%	Mate van spreiding van de populatie
Variantie	2,24%	
Scheefheid	39,00%	Mate waarin een verdeling asymmetrisch is. De positieve scheefheid duidt op dat het gemiddelde hoger is dan de mediaan.
Kurtosis	172,91%	De hoge kurtosis (piekvormigheid) duidt erop dat een groot deel van de variantie veroorzaakt wordt door een beperk aantal extreme waarden.

4. Bepalen van betrouwbaarheidsintervallen middels een monte Carlo simulatie

Met behulp van het risicoanalyse software is vervolgens een Monte Carlo simulatie van 20.000 iteraties uitgevoerd. Hieronder is de prijsontwikkeling voor 20 iteraties weergegeven.



Lange termijn effect: Overdracht risico onzekerheid staalprijs

Dit leverde de volgende betrouwbaarheidsintervallen op:

Percentiel	Investeringsom relateerbaar aan staal	Percentiel	Investeringsom relateerbaar aan staal
5%	332	55%	485
10%	359	60%	497
15%	380	65%	510
20%	396	70%	524
25%	411	75%	540
30%	424	80%	558
35%	436	85%	579
40%	449	90%	605
45%	461	95%	648
50%	473		

5. Bepalen van het risico voordeel in SDE 1 en SDE 2 model door overdracht.

Uitgangspunt is dat de overheid een efficiënte portefeuille voor het risico kan creëren, waardoor zij het risico met tegen een lagere zekerheid kan inprijzen. In paragraaf 5.6 is statisch bepaald hoe groot de portefeuille moet zijn om deze veronderstelling te kunnen hanteren. Aangenomen is dat de overheid in plaats van P90 kan rekenen met een P75-waarde.

Uit de tabel volgt:

- P 75 waarde: €540 mln.
- P 90 waarde: €605 mln.

Voordeel bij overdracht is €605 mln. - €540 mln. = €65 mln..

Timing	Realisatiefase	
Bronnen	PwC Analyse op basis van CROW data. Methode is getoetst bij marktpartijen (nutsbedrijven) en ervaringen bij projectbureau van de tweede maasvlakte	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 21: SDE 1 &2	- €65 mln.	Nvt

E.2.14. Delta 22

Risico van uitgaven overschrijding en uitloop in D&C contract EO		
Beschrijving	Aanleg van het OWP wordt individueel uitbesteed aan een aannemer. Door beperkte kennis en ervaring met contractmanagement in deze sector zal de kans op vertraging en extra uitgaven groter zijn. De aannemer mist het belang om snel en binnen budget op te leveren.	
Kwantificering	Op basis van ervaringen met D&C contracten bij RWS wordt aangenomen dat de tijd en uitgaven overschrijding ongeveer 5% van de totale capex omvat.	
Timing	Realisatiefase	
Bronnen	Uit een studie van de National Audit Office in de UK blijkt dat van de geïntegreerde contractvormen 94% geen of minder dan 5% uitgaven overschrijding hadden. Voor reguliere contractvormen (zoals D&C) schatten ze het percentage in op 54%.	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 22: EO	Nvt	+5% van de Capex (78 mln.)

E.2.15.Delta 23 t/m 29

Schaalvoordelen en leereffecten		
Beschrijving	<p>In het SDE 2-model is de concessie die een marktpartij krijgt drie keer zo groot in capaciteit (1200 MW) als in het SDE referentiemodel. Deze concessie mag fasegewijs ingevuld worden. Dit heeft op de totale uitgaven en investeringsrisico's tot gevolg:</p> <p>Doordat een marktpartij bij haar planning en inkopen rekening kan houden met een grotere hoeveelheid aan capaciteit die gerealiseerd moet worden op een middenlange termijn, kan zij mogelijk schaalvoordelen realiseren. Voorbeelden zijn, de reservering van haventerreinen en schepen voor langere periodes; de aanleg van een onderhoudseiland op locatie.</p> <p>Deze effecten zijn van toepassing op de volgende elementen:</p> <ul style="list-style-type: none"> • wind turbines (hardware); • fundering; • elektrische installatie (intern netwerk en substation); • transport en installatie; • onderhoud & maintenance; • transmissiekabel; en • operaties van de transmissiekabel. 	
Kwantificering	<p>Op basis van gesprekken met nutsbedrijven en contractors zijn de potentiële voordelen geïdentificeerd. Echter zoals in de hoofdtekst in paragraaf 5.7 wordt uitgelegd is het moeilijk te bepalen of de schaalvoordelen zich in dit model daadwerkelijk zullen vertalen in lagere overheidsuitgaven en in welke mate dit dan toe te rekenen is aan de betreffende omvang van de concessie. Om deze reden zijn in het model deze effecten op nul gesteld.</p>	
Timing	<ul style="list-style-type: none"> • Realisatiefase • Exploitatiefase 	
Bronnen	<p>Bepaald aan de hand van expert interviews met marktpartijen (nutsbedrijven en contractors). De bronnen zijn niet eenduidig, maar de meeste partijen wijzen in deze richting.</p>	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 23: SDE 2 (WTG)	Nul	Nvt
Delta 24: SDE 2 (Fundering)	Nul	Nvt
Delta 25: SDE 2 (Elektrische ontsluiting)	Nul	Nvt
Delta 26: SDE 2 (Transport en logistiek)	Nul	Nvt
Delta 27: SDE 2 (Onderhoud & Maintenance)	Nul	Nvt

Schaalvoordelen en leereffecten

Delta 28: SDE 2 (Aanleg transmissienet)	Nul	Nvt
Delta 29: SDE 2 (Exploitatie transmissienet)	Nul	Nvt

E.2.16. Delta 30 & 32

Contractmanagement DBFMO en EO		
Beschrijving	Bij DBFMO en EO zal de staat een extra inspanning moeten leveren om de afgesloten contracten te beheersen en de kwaliteit te borgen. Bij DBFMO geldt dit zowel tijdens de aanleg als exploitatiefase. In het EO-model hoeft de overheid alleen het contract te managen tijdens de aanlegfase.	
Kwantificering	<p>Een gemiddelde contractmanagementorganisatie bestaat uit ongeveer 1,5 fte.</p> <p>De kostprijs voor een fte is €100 K / jaar.</p> <p>DBFMO: De contractmanagement organisatie is in het DBFMO-model actief voor de gehele duur: 20 jaar. De totale uitgaven in de realisatie fase zijn: €300 K</p> <p>De totale uitgaven in de exploitatiefase zijn: €2.700 K</p> <p>EO: De contractmanagementorganisatie in het EO model is actief voor 2 jaar. De organisatie is hetzelfde opgebouwd als voor het DBFMO-model. De totale uitgaven zijn: €300 K</p>	
Timing	<ul style="list-style-type: none"> • Realisatiefase • Exploitatiefase 	
Bronnen	PwC Analyse, op basis van recente project- en contract beheerservaring bij diverse PPS projecten.	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 30: DBFMO (Realisatie)	Nvt	+ €300 K
Delta 31: DBFMO (Exploitatie)	Nvt	+ €2,7 mln.
Delta 32: EO	Nvt	+ €300 K

E.2.17.Delta 33

LTE: Kennisopbouw in deelneming & vertrouwen markt in Participatie

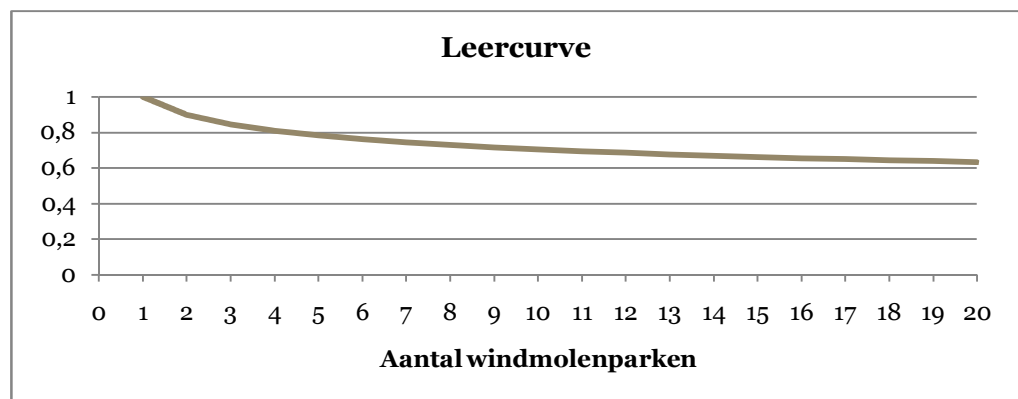
Beschrijving

In het participatiemodel gaat de overheid een samenwerking aan met de private ontwikkelaars van windenergie op zee. Door middel van de samenwerkingen kan de overheid kennisopbouwen en deze overdragen in andere projecten, om op die wijze de leercurve in de industrie te versnellen.

In een onderzoek van ECN (2003) wordt toegelicht dat leercurven een simpel kwantitatief verband leggen tussen de geproduceerde hoeveelheid en de investeringsuitgaven. De snelheid waarmee kostenreducties gerealiseerd kunnen worden is afhankelijk van de productiehoeveelheid en wordt aangeduid met de zogenaamde "progress ratio". Deze ratio geeft aan hoe snel de uitgaven dalen bij een verdubbeling van de productie hoeveelheid.

Een progress ratio van 90% betekent bij elke verdubbeling van de geproduceerde hoeveelheid een kostenreductie van 10%. Uit het onderzoek blijkt dat het aannemelijk is dat de progress ratio voor windenergie tussen de 80% en de 100% ligt. Wanneer een partij, bijvoorbeeld de overheid in 5 projecten participeert, dan kan dit leiden tot een kostenreductie van 20% (immers er vindt dan twee keer een verdubbeling van de productie plaats) (zie Figuur 32). In het geval dat er een serie van OWP'en gerealiseerd gaat worden, kan de overheid bij participatie in projecten sneller een leercurve opbouwen dan vrijwel alle marktpartijen. Immers, zij kan in een hoger tempo in ontwikkelingen deelnemen van een groter aantal OWP'en.

Figuur 32: Kostenreductie door leercurve



Bron: ECN 2003, PWC analyse

Bovenstaande analyse gaat voorbij aan het feit dat er geen sprake is van een strikt Nederlandse, maar juist van een internationale markt. De getallen geven echter een indicatie van het feit dat als de overheid een serieuze ambitie heeft voor de realisatie van windenergie op zee, en ze deze ambitie kracht bij zet door op de lange termijn te participeren in de ontwikkeling van de OWP'en, er door de kennisopbouw en overdracht een versnelde leercurve mogelijk is voor de ontwikkeling van Nederlandse projecten.

Doordat de overheid betrokken is bij de voorbereiding, bouw en de exploitatie van het OWP kan zij kennis over de Nederlandse projecten opbouwen en deze in andere projecten overdragen. Daarnaast zal de participatie een signaalwerking hebben richting de markt. Deze is sterk en kan resulteren in additionele investeringen door de supply chain productie capaciteit voor windenergie projecten waardoor uiteindelijk de uitgaven gereduceerd worden en de efficiëntie toe zal nemen. Deze voordelen treden alleen op als het model op langere termijn consistent wordt toegepast.

Kwantificering	<p>Het voordeel van een actievere rol van de overheid in het participatiemodel waarbij gestuurd wordt op het realiseren van de hierboven beschreven positieve effecten, wordt door PwC geschat op een voordeel van gemiddeld 5%, ca. 127 mln. op de lange termijn, ten opzichte van het huidige SDE-model. Omdat in dit model de organisatie een participatie betreft zal het effect in gelijke verdeling worden toegekend aan de markt en de overheid.</p> <p>Dit voordeel is een gemiddelde genomen over de periode 2010-2030. Het betreft een voordeel dat voortkomt uit het sneller doorlopen van de kostencurve dan in de situatie zonder enige vorm van stimulering door de Nederlandse overheid. Het kostenvoordeel door dit additionele leereffect van 5% komt voort uit:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lagere organisatie-uitgaven doordat de overheid kennis opbouwt en deze kennis kan toepassen, omdat ze betrokken is bij meer OWP'en; • Lagere inkoopuitgaven, doordat de supply chain haar capaciteit sneller zal vergroten; en als secundair effect hierop: <p>Lagere financieringsuitgaven, doordat de financiers een lager risicoprofiel percipiëren.</p>	
Timing	Exploitatiefase	
Bronnen	<ul style="list-style-type: none"> • ECN, 2003 • PwC Analyse 	
Effecten	Markt	Overheid
Delta 33: Participatiemodel	- 2,5% op capex en opex (€63 mln.).	- 2,5% op capex en opex (€63 mln.)

E.2.18. Delta 34

Verminderd volumerisico bij aankoop OWP door markt EO																													
Beschrijving	<p>In het eigendomsoverdrachtmodel is het uitgangspunt dat de overheid het opgeleverde OWP de eerste twee jaar exploiteert. Marktpartijen kunnen het OWP vervolgens kopen van de overheid en exploiteren. Het eigendom en de exploitatierechten gaan daarmee over naar de marktpartij.</p> <p>In de eerste twee jaar van de exploitatiefase bouwt het OWP een track record op. Het track record geeft de koper meer zekerheid over de kwaliteit van het OWP. Op basis van het track record kan de marktpartij beter in schatten hoeveel energie het OWP in de praktijk in staat is te produceren.</p> <p>In het basis SDE-model moet het verwachte productievolume al tijdens de aanbesteding worden ingeschat. Dit maakt de inschatting vanzelfsprekend moeilijker, omdat in deze vroege fase van het project nog behoorlijk wat onzekerheid bestaat over de productie volumes die in de praktijk gehaald kunnen worden.</p> <p>De overheid dekt in het huidige SDE-model het volumerisico gedeeltelijk af, doordat bij een werkelijke productie van 80% van de geraamde productie, 100% van de SDE-bijdrage wordt uitgekeerd. Met andere woorden, er is een volume marge van 20% ingebouwd. Daarentegen loopt de marktpartij wel een volumerisico voor het opbrengsten deel uit marktverkoop van elektriciteit wordt verkregen (Grofweg een derde van de totale inkomsten).</p>																												
Kwantificering	<p>In het basis SDE-model wordt ervan uitgegaan dat een marktpartij in zijn bieding een P90-waarde voor het aantal vollasturen (volume) opneemt (3700 vollasturen). In het EO-model kan de marktpartij haar bieding baseren op meer betrouwbare meetgegevens, wat betekent dat zij minder risico loopt.</p> <p>De vermindering van het risico wordt gesimuleerd door aan te nemen dat de marktpartij haar bieding op een P75-waarde kan baseren in plaats van een P90-waarde. Uit een analyse van biedingsmodellen blijkt dat het verschil tussen deze twee zo'n 4% van het de vollasturen is. De toename van het aantal vollasturen met 4% zorgt er voor dat gedurende de resterende concessieduur van 16 jaar (18 jaar minus 2 jaar) de commerciële opbrengsten van de marktpartij kan toenemen met EUR 64 mln.</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Vollasturen</th> <th>Capaciteit</th> <th>Exploitatie</th> <th>Productie (GWh)</th> <th>EUR/kWh</th> <th>EUR x mln.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>P90</td> <td>3700</td> <td>400MW</td> <td>16 jaar</td> <td>23.680</td> <td>0,066</td> <td>1.562</td> </tr> <tr> <td>P75</td> <td>3850</td> <td>400MW</td> <td>16 jaar</td> <td>24.640</td> <td>0,066</td> <td>1.626</td> </tr> <tr> <td>Delta</td> <td>ca.4%</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>-64</td> </tr> </tbody> </table>		Vollasturen	Capaciteit	Exploitatie	Productie (GWh)	EUR/kWh	EUR x mln.	P90	3700	400MW	16 jaar	23.680	0,066	1.562	P75	3850	400MW	16 jaar	24.640	0,066	1.626	Delta	ca.4%					-64
	Vollasturen	Capaciteit	Exploitatie	Productie (GWh)	EUR/kWh	EUR x mln.																							
P90	3700	400MW	16 jaar	23.680	0,066	1.562																							
P75	3850	400MW	16 jaar	24.640	0,066	1.626																							
Delta	ca.4%					-64																							
Timing	Exploitatiefase																												
Bronnen	PwC Analyse op basis van verschillende OWP biedingsmodellen																												
Effecten	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Markt</th> <th>Overheid</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Delta 34: EO</td> <td>- €64 mln.</td> </tr> <tr> <td></td> <td>Nvt</td> </tr> </tbody> </table>	Markt	Overheid	Delta 34: EO	- €64 mln.		Nvt																						
Markt	Overheid																												
Delta 34: EO	- €64 mln.																												
	Nvt																												