

Vergaderjaar 2009–2010

31 239

Stimulering duurzame energieproductie

Nr. 91

BRIEF VAN DE MINISTER VAN ECONOMISCHE ZAKEN

Aan de Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal

Den Haag, 19 februari 2010

Tijdens het Algemeen Overleg inzake het net op zee d.d. 3 september 2009 heb ik toegezegd nader uitsluitsel te geven over (i) de rol van TenneT bij de aanleg en het beheer van het net op zee, en (ii) de financiering van het net¹. Aanleiding voor het diepgaande onderzoek naar de mogelijkheden van het net op zee vormde de motie Samsom c.s., waarin de regering wordt verzocht «om de relevante regelgeving zodanig aan te passen dat de landelijke netbeheerder verantwoordelijk wordt voor de gehele aansluiting van offshore windparken op het bestaande elektriciteitsnet»². Vooraf zou ik duidelijk willen stellen dat de analyse en besluitvorming rondom het net op zee met deze brief geenszins is afgerond. De uiteindelijke keuze voor de netconfiguratie van 4800 MW op zee³, incl. de aanleg van verzamelstations, is namelijk afhankelijk van de uitkomst van de tender voor ronde 2 en de besluitvorming over het aanwijzen van extra windenergiegebieden in een aanvulling op het Nationaal Waterplan. De in deze brief genoemde bedragen voor het net op zee dienen derhalve als indicatief te worden geduid. Pas wanneer medio 2010 de uitkomsten van ronde 2 bekend zijn en, in het kader van een aanvulling op het Nationaal Waterplan, extra windenergiegebieden zijn aangewezen, kan een integrale beslissing worden genomen over de aansluiting van windturbineparken uit ronde 3 op het landelijke hoogspanningsnet. Alvorens inhoudelijk op beide aspecten van mijn toezegging in te gaan, zal ik eerst de relevante context schetsen waarbinnen mijn oordeel moet worden gezien.

1. De relevante context

Deze relevante context bestaat uit de volgende elementen:

- a. Europese & Nederlandse regelgeving
- b. Energiebeleid
- c. Nota Staatsdeelname
- d. (Aanvullend) Coalitieakkoord

¹ Kamerstukken 31 239, nr. 72.

² Kamerstukken 31 239, nr. 17.

³ de kabinetsambitie is 6000 MW wind op zee. 4800 MW resteert na realisatie van fase 1 en ronde 2.

ad a. Europese & Nederlandse regelgeving

De fundering voor de huidige ordening van de elektriciteitsmarkt is gelegd met de Elektriciteitswet 1998, die strekte tot implementatie van de zogenaamde eerste elektriciteitsrichtlijn¹. Deze richtlijn liet een zekere vrijheid om bepalingen met betrekking tot het netbeheer over te nemen. Getuige de Memorie van Toelichting zijn in het wetsvoorstel derhalve «keuzes gemaakt die sporen met de hoofdlijnen van het elektriciteitsbeleid, zoals dat is uiteengezet in de Derde Energienota»².

Met de tweede elektriciteitsrichtlijn³ werden de regels omtrent netbeheer en de onafhankelijkheid van het netbeheer van transmissienetten aangescherpt. De richtlijn maakt onderscheid tussen distributienetten en transmissienetten. Het Europeesrechtelijke kader vergt dat één of meer transportnetbeheerders worden aangewezen die qua rechtsvorm, organisatie en besluitvorming onafhankelijk zijn van o.a. productieactiviteiten. Ook hebben de transmissienetbeheerders diverse taken op het gebied van balancering, leveringszekerheid, bevorderen van grensoverschrijdende verbindingen en het waarborgen van non-discriminatoire toegang tot het net tegen gereguleerde tarieven (zie artikelen 8 tot en met 12 van de tweede elektriciteitsrichtlijn). Sinds de inwerkingtreding van de Wet onafhankelijk netbeheer zijn deze eisen verder verscherpt en gelden deze ook voor de distributienetten.⁴

Inmiddels is ook de derde elektriciteitsrichtlijn⁵ vastgesteld, die een verdere verscherping vormt van de eisen van onafhankelijkheid van de transmissiesysteembeheerders (zie hoofdstukken IV en V van de derde richtlijn). Die beheerders moeten onder die richtlijn ook Europees gecertificeerd worden.

Dit Europeesrechtelijke kader geldt niet alleen op land, maar ook in de Exclusieve Economische Zone (EEZ) van de lidstaten, zoals volgt uit jurisprudentie van het Europese Hof van Justitie⁶. De voorgenomen plannen en aansluiting van offshore windparken op het bestaande elektriciteitsnet, en de rol die netbeheerder TenneT daarbij kan vervullen, dienen daarmee binnen de grenzen te blijven van dit kader.

Naast de onafhankelijkheid van het netbeheer is bij de behandeling van de Wet onafhankelijk netbeheer tevens het publieke aandeelhouderschap van zowel de landelijke netbeheerder, alsmede de beheerders van de distributienetten geborgd⁷, hetgeen een wijziging betekende van het beleid zoals verwoord in de Kamerbrief uit 2004⁸. Het onafhankelijke en publieke netbeheer is daarmee verworpen tot hoeksteen van het energiebeleid. Op dit moment is de Elektriciteitswet slechts beperkt van toepassing op de Exclusieve Economische Zone. Aanpassing van de Elektriciteitswet is nodig teneinde onafhankelijk en publiek netbeheer eveneens te waarborgen voor netwerken in zee.

ad b. Energiebeleid

Met de ontbundeling in de elektriciteitssector heb ik aldus een definitieve stap gezet in de ordening van de energiemarkt waarin de monopolistische infrastructuur in overheidshanden blijft. Door private marktpartijen vervolgens te laten concurreren op productie en levering, wordt aan ieder van de drie doelstellingen van het energiebeleid, te weten betaalbaar, betrouwbaar en schoon, een impuls gegeven, zoals ook verwoord in de Nadere Memorie van Antwoord inzake de Wet onafhankelijk netbeheer, die aan de Eerste Kamer is verstuurd⁹.

Betaalbaar omdat o.a. een structureel onafhankelijk en publiek net oneerlijke concurrentie voorkomt en energiebedrijven een prikkel hebben om beter te presteren en zich via betere dienstverlening en lagere prijzen te onderscheiden van concurrentie.

Betrouwbaar omdat investeringen in het net niet langer worden beïnvloed door commerciële overwegingen en de overheid beter in staat moet

¹ Richtlijn 96/92/EG van het Europees Parlement en de Raad van 19 december 1996 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit (PbEG 1997, L 27).

² Kamerstukken 25 621, nr. 3, pagina 3.

³ Richtlijn 2003/54/EG van het Europees Parlement en de Raad van 26 juni 2003 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en houdende intrekking van Richtlijn 96/92/EG (PbEU 2003, L 176).

⁴ Kamerstukken 30 212.

⁵ Richtlijn 2009/72/EG van het Europees Parlement en de Raad van 13 juli 2009 betreffende gemeenschappelijke regels voor de interne markt voor elektriciteit en houdende intrekking van Richtlijn 2003/54/EG.

⁶ Zie o.a. zaak C-6/04 Europese Commissie vs. VK en Noord-Ierland, 20 oktober 2005.

⁷ Handelingen Eerste Kamer der Staten-Generaal (7–262), 14 november 2006.

⁸ Kamerstukken 28 165, nr. 17, bijlage evaluatieverslag TenneT. «De Elektriciteitswet 1998 borgt de publieke belangen waarin TenneT een rol speelt. Het aandeelhouderschap van de Staat in TenneT heeft geen functie meer in de borging van publieke belangen.»

⁹ Kamerstukken 30 212, nr. F, pagina's 2–4.

worden geacht om de integriteit van het natuurlijke monopolie van het net te bewaken. In dit verband is tijdens de plenaire behandeling uitvoerig stilgestaan bij gerapporteerde onderinvesteringen in het elektriciteitsnet¹. Dit spoort met het WRR-advies «Sturen op infrastructuur», waarin wordt gepleit voor aanvullende investeringen in de energie-infrastructuur². Vandaag de dag worden we nog immer geconfronteerd met de gevolgen van onderinvesteringen in de vorm van additionele netverzwaringen en toekomstige tariefstijgingen. Ook uit de toekomstvisie van TenneT voor 2030 blijkt dat in ieder denkbaar scenario verdere netverzwaringen nodig zijn³.

Duurzaam omdat deze marktordening bijvoorbeeld de non-discrimatoire toegang van decentrale opwekking het best garandeert. Geïntegreerde elektriciteitsbedrijven kunnen namelijk niet langer de toegang tot het net ontzeggen aan bio-vergistingscentrales omwille van bedrijfseconomische redenen. Maar ook de investeringen in netverzwaringen in het Westland, die wellicht niet direct commercieel rendabel zijn, maar wel belangrijk in het kader van een duurzame energievoorziening, dienen tegen deze achtergrond te worden gezien.

ad c. Nota Staatsdeelnemingen

Het beleid met betrekking tot staatsdeelnemingen als TenneT is vastgelegd in de Nota Staatsdeelnemingenbeleid van 7 december 2007 van de minister van Financiën⁴. De lijn ten aanzien van de huidige portefeuille staatsdeelnemingen kan sindsdien worden samengevat als «publiek, tenzij» waar tot dan toe «privatiseren, tenzij» leidend was. De scheiding tussen een zakelijke aansturing als aandeelhouder enerzijds en het behartigen van de publieke belangen via uitsluitend publiekrechtelijke instrumenten als wet- en regelgeving anderzijds, werd als te rigide ervaren. Aandeelhouderschap zou daarom als aanvullend instrument kunnen gelden bij het borgen van publieke belangen. Een actievere invulling van het aandeelhouderschap door de Staat dus, waarbij naast zakelijke aspecten ook de borging van publieke belangen wordt nagestreefd. Zo toetst de minister van Financiën onder meer of belangrijke investeringsvoorstellen, die aan de Staat als aandeelhouder ter goedkeuring moeten worden voorgelegd, zich verhouden met de strategische koers van de onderneming en het publieke belang. Onverminderd zal worden gestuurd op een efficiënte bedrijfsvoering en een structureel financieel gezonde situatie. Een financieel gezonde en efficiënte onderneming met een gezond rendement is essentieel voor de continuïteit van de bedrijfsvoering van deelnemingen. In de continuïteit van de bedrijfsvoering, tegen acceptabele kosten, ligt immers ook een voornaam publiek belang. In die zin dient de Staat als aandeelhouder van TenneT over voldoende mogelijkheden te beschikken om de businesscase voorstellen van haar deelneming te beoordelen. Daarom zal over de ontsluiting van windparken in de EEZ integraal besloten worden. Dat betekent dat bij het aanwijzen van specifieke locaties voor de aanleg van windparken en de bijbehorende verbindingstracés rekening wordt gehouden met alle relevante gevolgen voor onder meer de financiële positie van TenneT (inclusief financieringsrisico's).

ad d. (Aanvullend) Coalitieakkoord

Het kabinet heeft de ambitie om 6000 MW wind op zee in 2020 te realiseren als bijdrage aan de doelstelling voor duurzame energie⁵. Naast de twee windparken (in totaal 228 MW), gerealiseerd in fase 1, is begin januari de SDE-tender wind op zee voor ronde 2 geopend. Oorspronkelijk betrof dit een tender met budget voor 450 MW, maar in het aanvullende beleidsakkoord van maart 2009 zijn extra middelen voor wind op zee gereserveerd. In totaal is er nu budget beschikbaar voor 950 MW. Bij het

¹ Handelingen Eerste Kamer der Staten-Generaal (7–263), 14 november 2006.

² Wetenschappelijke Raad voor het Regeringsbeleid (2008), «Sturen op infrastructuur», nr. 81.

³ http://www.tennet.org/tennet/publicaties/technische_publicaties/25visie2030.aspx

⁴ Kamerstukken 28 165, nr. 69.

⁵ Kamerstukken 31 209, nr. 26.

in de markt zetten van de tender voor ronde 2 zijn de kosten van de kabel tussen het windmolenpark en het landelijke hoogspanningsnet meegenomen bij de berekening van de hoogte van het subsidiebedrag. Het ligt derhalve niet in de rede dat de kabels alsnog worden gesocialiseerd. Vanwege de grootte van de kavels en de afstand tot de kust, is geclusterde aanleg van kabels naar een verzamelpunt op zee vanuit maatschappelijk opzicht ook niet per se de meest kostenefficiënte oplossing in ronde 2. Voor ronde 3 (waarin de planning is om 4800 MW windvermogen op zee te realiseren) is een andere aanpak gekozen. De gebieden Borssele en IJmuiden zijn inmiddels in het Nationaal Waterplan aangewezen als wind-energiegebieden, terwijl er o.a. voor de Hollandse Kust nog naar extra ruimte wordt gezocht. Omdat dit zoekproces nog niet is afgerond, is er nog geen exact beeld beschikbaar van het kostenprofiel voor de benodigde netconfiguratie voor ronde 3. Daarom moeten we daarvoor uitgaan van de aangepaste investerings- en financieringskosten uit het rapport «Net op Zee» (2009). Pas na de besluitvorming over de uitkomsten van de tender van ronde 2 in mei 2010, en de aanwijzing van extra windenergiegebieden binnen de zoekgebieden ten noorden van de Waddeneilanden en voor de Hollandse Kust, kunnen de meer exacte financierings- en investeringskosten van aansluiting van de ronde 3 windparken op het bestaande elektriciteitsnet weergegeven worden.

In het rapport «Net op Zee» wordt, op basis van onderzoek van adviesbureau Ecofys, geconcludeerd dat de investerings- en financieringskosten dichtbij de Westkust (WKD-scenario) circa € 2,3 miljard zou bedragen en bij een brede ruimtelijke spreiding (VRU-scenario) maximaal € 3,3 miljard¹. Deze kosten zijn nogmaals tegen het licht gehouden in het licht van ronde 2 en het aanvullende beleidsakkoord. Daarbij is steeds uitgegaan van het WKD-scenario, omdat het VRU-scenario o.a. een vergelegen windproductiegebied in de Waddenzee veronderstelt, hetgeen qua aanlanding (Eemshaven) en qua ruimtelijke inpassing vooralsnog niet in de rede ligt.

Om toch een nadere indicatie te geven van de kosten en de financiering van het net op zee voor 4800 MW, conform mijn toezegging, zijn op basis van het concept NWP 2008 en het Ecofys rapport twee alternatieve scenario's herberekend: «Dichtbij» en «Veraf». Deze scenario's met tentatieve netconfiguraties zijn:

- «Dichtbij»: Borssele 1000 MW, Hollandse Kust 3000 MW, en IJmuiden 800 MW.
- «Veraf»: Borssele 1000 MW, Hollandse Kust 1000 MW, en IJmuiden 2800 MW.

Uit tabel 1 blijkt dat de totale investerings- en financieringskosten overeenkomen met de Ecofys-ramingen, te weten tussen de € 2,4 miljard en € 3,2 miljard (prijspeil 2009). Ten opzichte van het basisscenario WKD zijn extra investeringen nodig om de windparken – voorzien in het windwingebied IJmuiden – te ontsluiten. Voorts blijkt uit tabel 2 dat de uitgaven voor «Operations & Maintenance» en netverliezen neerwaarts worden bijgesteld ten opzichte van de Ecofys-raming, deels ten gevolge van het naar voren halen van de investeringen in wind op zee conform het aanvullende beleidsakkoord, en deels omdat de veronderstellingen waarvan werd uitgegaan in het rapport «Net op Zee», (bijvoorbeeld inzake de beheersgrens) zijn herzien. De totale kosten van het net op zee komen derhalve toch ver onder de oorspronkelijke ramingen uit, al is de exacte hoogte van deze kosten nog wel met de nodige onzekerheden omgeven.

¹ Kamerstukken 31 239, nr. 64, pagina 22/23 van de bijlage.

Tabel 1 – Aansluiting Ecofys-rapport met aangepaste ramingen voor investerings- en financieringskosten in € miljoen (prijzen 2009)

Investerings- en financieringskosten	Dichtbij	Veraf
Ecofys-raming	2 300	2 300
4800 MW i.p.v. 5400 MW	- 200	- 200
Verplaatsing	+ 300	+ 1 100
Huidige raming	2 400	3 200

Bron: Ministerie van Economische Zaken

Tabel 2 – Aansluiting Ecofys-rapport met aangepaste ramingen voor netverliezen en Operations & Maintenance in € miljoen per jaar (prijzen 2009)

Netverliezen en O&M	Dichtbij	Veraf
Ecofys-raming	208	208
...waarvan netverliezen	119	119
...waarvan O&M	89	89
Huidige raming	85	123
...waarvan netverliezen	26	51
...waarvan O&M	59	72

Bron: Ministerie van Economische Zaken

In het rapport «Net op Zee» wordt de netto contante waarde van alle kosten van netaansluiting (investering, financiering, interconnectie, netverliezen, O&M) voor 20 jaar geraamd op € 5 à 11 miljard. In dat rapport zijn per scenario 12 verschillende technische opties uitgewerkt, die grote verschillen in kosten lieten zien, tot wel een factor 2 verschil tussen de goedkoopste en duurste optie. Maar er werd geen keuze gemaakt. Nadere analyse door ECN heeft al wel opgeleverd dat de duurste opties niet aan de orde zullen zijn.

De in de tabel gepresenteerde bedragen zijn gebaseerd op dezelfde achterliggende cijfers als die in het rapport «Net op Zee» gebruikt zijn. Het verschil is dat, uitgaande van de twee scenario's, hier wel een keuze is gemaakt voor de technologische configuratie met de laagste kosten. Bovenstaande bedragen zijn in lijn met andere studies¹. Zodra duidelijkheid bestaat over de toekomstige locaties van offshore windparken, zal ook worden vastgesteld waar de aanleg van verzamelplatforms op zee («stopcontacten») vanuit doelmatigheidsoverwegingen gewenst is en zullen de verwachte kosten daarvan nader in kaart worden gebracht.

2. De rol en positie van TenneT

Op dit moment heeft de landelijke netbeheerder geen wettelijke taak om een net op zee aan te leggen. In het huidige regime heeft de landelijke netbeheerder pas verantwoordelijkheid voor de verbinding vanaf het invoedingspunt op het landnet. De wetgever heeft dus nog enige ruimte bij de invulling van de rol van de netbeheerder op zee, bijvoorbeeld met betrekking tot de vraag wanneer de verantwoordelijkheid van de landelijke netbeheerder begint. Wanneer windparken worden ontsloten door tussenkomst van een verzamelplatform op zee («stopcontact») ligt het voor de hand dat vanaf dit «stopcontact» tot het invoedingspunt op land de landelijke netbeheerder verantwoordelijk is. Het bundelen op zee van de energie van meerdere parken is volgens de huidige inzichten optimaal voor windenergiegebieden die meer dan 100 kilometer van de verbinding met het landnet af liggen². Bij verbindingen zoals thans voorzien voor ronde 2 geldt dat niet. Echter, mocht voorafgaand aan de aanleg van de verbindingen uit onderzoek blijken dat TenneT deze verbindingen ook kostenefficiënter kan aanleggen en beheren dan de betrokken windpark-

¹ Zie bijvoorbeeld KEMA, Stopcontact op zee, Arnhem, 1 september 2009.

² Zie bijvoorbeeld het Ecofys-rapport «Project kabel op zee» (http://www.senternovem.nl/mmfiles/Project_Kabel_Op_Zee_volledige_tech_nische_consultancy_rapport_openbaar_tcm24-305015.pdf).

exploitanten, dan kan de optie om TenneT hiervoor ook verantwoordelijk te maken voor aanleg en beheer worden overwogen. In het rapport «Net op Zee» wordt ook al geconcludeerd: «De verschillende overwegingen over het kostendragerschap wijzen in de richting van een grotere rol van de landelijke netbeheerder bij het net op zee.»¹ De argumenten die hiervoor zijn aangedragen, betreffen o.a. scheiding van netwerk en commercieel bedrijf (ook ter voorkoming van strategisch gedrag van invoeders op het net), beschikbaarheid van een toezichtregime (i.c. de Raad van Bestuur van de Nederlandse Mededingingsautoriteit), meer optimale ruimtelijke inpassing te midden van de andere functies, toepasbaarheid van de Rijkscoördinatieprocedure, en de realiseerbaarheid van de duurzame energiedoelstelling van 6000 MW wind op zee. De hiervoor beschreven wetsgeschiedenis van de Elektriciteitswet 1998 en het gevoerde energiebeleid ondersteunen deze conclusie. Bij aanleg en exploitatie van een net op zee door één partij – ten opzichte van aanleg en exploitatie door meerdere partijen – zijn kostenvoordelen te verwachten in de vorm van inkoopvoordelen op zee en de installatie daarvan, optimalisatie van kustdoorkruisingen, balancerend van het landelijke hoogspanningsnet en leereffecten. Met de overname van Transpower, dat reeds een aansluitplicht voor windmolenparken in de Duitse EEZ heeft, kan TenneT additioneel inkoopvoordeel realiseren en optimaal gebruik maken van ervaringen aldaar.

In lijn met deze overwegingen zal ik een wetsvoorstel voorbereiden om de Elektriciteitswet 1998 te wijzigen met als doel de netbeheerder van het landelijke hoogspanningsnet ook op zee bevoegd te maken voor aanleg en beheer van het transmissienet (via stopcontacten, afzonderlijke verbindingen) wanneer die het meest kostenefficiënt door TenneT aangelegd en beheerd kunnen worden. Ik streef er naar dit gezamenlijk met een stelsel voor de verlening van windenergieconcessies in één wetsvoorstel uit te werken en dat wetsvoorstel medio 2010 aan uw Kamer toe te zenden. Om een windpark op zee te kunnen plaatsen, dient een elektriciteitsproducent namelijk ook over de benodigde vergunningen te beschikken. Zo kan blijvend gestuurd worden op een kosteneffectieve aansluiting van windparken op zee.

3. Financiering van het net op zee

Het totaal aan investerings- en financieringskosten, uitgaven voor netverliezen en Operations & Maintenance van het net op zee kan op verschillende wijzen worden verdeeld over de betrokken afnemers. Ter illustratie zijn voor vier typische representanten van afnemers, te weten huishoudens, mkb, grootverbruikers en de energie-intensieve industrie, profielen ontwikkeld. Deze profielen zijn opgenomen in bijlage 1. Er is vervolgens een vijftal scenario's doorgerekend die illustreren hoe de kosten zouden neerslaan uitgaande van de bovengenoemde configuraties «Dichtbij» en «Veraf». Deze scenario's betreffen:

- I. Doorberekening aan de producenten van windenergie, waardoor de netkosten geheel ten laste van de SDE, zoals die nu is vorm gegeven, worden gebracht, zolang sprake is van een onrendabele top. Dit is conform fase 1 en 2.
- II. Doorberekenen in tarieven volgens de huidige reguleringsmethodiek voor investeringen in het net op land (cf. Methodebesluit voor TenneT voor de 4e reguleringsperiode).
- III. A. Doorberekening in tarieven, waarbij producenten meebetalen door de herintroductie van een producententarief van 25 procent van de transportkosten.
- III. B. Doorberekening in tarieven, waarbij producenten meebetalen door de herintroductie van een producententarief van 50 procent van de transportkosten.

¹ Kamerstukken 31 239, nr. 64, pagina 60.

- IV. Alle investeringskosten komen uit algemene middelen (anders dan SDE) en alle operationele kosten worden doorberekend in de tarieven (cf. II).
- V. Alle kosten worden vertaald naar een gelijke opslag per kWh (hier via het systeemdiententariaf, maar er zijn alternatieven beschikbaar).

De resultaten van deze berekeningen zijn weergegeven in tabel 3. De tarieven in de scenario's II–IV zijn indicaties. Deze tarieven zijn doorgerekend met de parameters uit de huidige reguleringsmethode van de NMa. Met eventuele veranderingen in de (methode van) regulering is derhalve geen rekening gehouden. Tevens toetst de NMa te zijner tijd op de doelmatigheid van de geplande investeringen. Deze beide aspecten kunnen ook tot wijzigingen van de hier getoonde bedragen leiden. De configuraties «Dichtbij» en «Veraf» fungeren als range waartussen de totale kosten zich naar alle waarschijnlijkheid zullen bewegen, conform de huidige inzichten. De afweging over de financieringswijze van het net op zee zal ook worden gezien tegen de achtergrond van de herziening van het reguleringskader. De getoonde berekeningen preluderen op geen enkele wijze op additionele financiering uit de algemene middelen.

Tabel 3 – Kostenstijging in 2010 ten gevolge van het net op zee in € per jaar (prijzen en energieverbruik) in respectievelijk de scenario's «Dichtbij» / «Veraf», en als percentage van de rekening voor levering (commodity, transport- en systeemdienst), alsmede aanvullende financiering door de Staat

Scenario	Huishoudens	MKB	Grootverbruikers	Energie-intensief	Staat
I - SDE 'oud'	0 / 0 (0% / 0%)	0 / 0 (0% / 0%)	0 / 0 (0% / 0%)	0 / 0 (0% / 0%)	408 mln / 538 mln
II - Regulering als op land	13 / 18 (4% / 5%)	196 / 267 (4% / 5%)	100.000 / 135.000 (7% / 10%)	5.000.000 / 6.700.000 (5% / 6%)	0 / 0
III A - als II met een 25%-producententariaf	11 / 15 (3% / 4%)	163 / 222 (3% / 4%)	80.000 / 109.000 (6% / 8%)	4.200.000 / 5.700.000 (4% / 5%)	10 mln / 18 mln
III B - als II met een 50%-producententariaf	9 / 12 (3% / 3%)	130 / 177 (3% / 4%)	61.000 / 84.000 (4% / 6%)	3.400.000 / 4.600.000 (3% / 4%)	21 mln / 32 mln
IV - Investering uit algemene middelen	3 / 4 (1% / 1%)	44 / 64 (1% / 1%)	25.000 / 35.000 (2% / 3%)	1.000.000 / 1.600.000 (1% / 1%)	193 mln / 257 mln*
V - kWh-opslag	13 / 18 (4% / 5%)	189 / 258 (4% / 5%)	69.000 / 94.000 (5% / 7%)	5.500.000 / 7.500.000 (5% / 7%)	0 / 0

* Bedragen betreffen beslag op algemene middelen anders dan SDE.

Bron: ECN, TenneT

4. Vervolgbesluitvorming

Deze brief markeert niet het eind van de besluitvorming inzake de plaatsing van 6000 MW wind op zee, zoals het kabinet voorstaat. Voor het vervolgtraject zijn de volgende aspecten van belang: de SDE-tender voor ronde 2, de aanwijzing van extra windenergiegebieden in een aanvulling op het Nationaal Waterplan, en de contouren van de langetermijnvisie wind op zee (mede op basis van de adviezen van de Taskforce Veenman¹). De locaties die subsidie krijgen in ronde 2 bepalen deels ook de mogelijkheden voor de aanwijzing van de windenergiegebieden voor ronde 3. Sommige ronde 2 locaties beperken de keuzemogelijkheden voor de aanwijzing van ronde 3 windenergiegebieden. Het kabinet zal in het najaar

¹ Kamerstukken 31 239, nr. 70.

van 2010 een definitief besluit nemen over de aanwijzing van de extra windenergiegebieden.

Met de aanwijzing van extra windenergiegebieden op zee kan begonnen worden met de concrete uitwerking van de netconfiguratie voor 4800 MW in ronde 3 en de planning voor de volgorde en het tempo van daarvoor uit te geven windenergiekavels. Daarbij zijn de beschikbaarheid, kostenprofiel en inpassingsmogelijkheden in het Nederlandse elektriciteitsnet essentieel.

In de langetermijnvisie zijn, naast de ruimtelijke en financiële aspecten, dus ook aspecten van netinpassing en regulering van belang. De Commissie Veenman adviseert daarbij over de businesscase wind op zee en mogelijke samenwerkingsvormen tussen overheid en bedrijfsleven om de vastgestelde doelstelling te kunnen halen.

5. Conclusies

Concluderend kan ten aanzien van mijn toezeggingen in het Algemeen Overleg van 3 september 2009 worden gesteld:

1. Ik zal een wetsvoorstel voorbereiden om de landelijke netbeheerder tevens verantwoordelijk te maken voor aanleg en beheer van het transmissienet op zee. Ik zal dit wetsvoorstel indienen in samenhang met een voorstel voor de verlening van windenergieconcessies. Wanneer de kostenraming van de investerings- en financieringskosten is afgerond, kan een integrale beslissing worden genomen over de meest kostenefficiënte aanleg van het net op zee.
2. De keuze voor de financiering van het net op zee is nog open en zal worden uitgewerkt in het wetsvoorstel. Dit zal worden gezien tegen de achtergrond van de herziening van het reguleringskader.

De minister van Economische Zaken,
M. J. A. van der Hoeven

Bijlage 1**Afnemerprofielen**

	Huishoudens	MKB	Groot-verbruik	Energie intensief
Maximale afname	–	20 kW	5 MW	200 MW
Bedrijfstijd	–	–	4 000 uur	8 000 uur
Totaal elektrisch verbruik	3 750 kWh	55 MWh	20 GWh	1,6 TWh
Aansluiting LS kleiner dan 3 x 25 A	LS 3 x 80 A	TS	HS	
Totaal verbruik per jaar in 2007	25,2 TWh per jaar	13 TWh per jaar	39,2 TWh per jaar	36 TWh per jaar