

Vergaderjaar 2013–2014

**31 510**

**Energierapport**

**Nr. 49**

## **BRIEF VAN DE MINISTER VAN ECONOMISCHE ZAKEN**

Aan de Voorzitter van de Tweede Kamer der Staten-Generaal

Den Haag, 18 juni 2014

Met deze brief informeer ik u over het laatste deel van de wetgevingsagenda STROOM, mijn voornemen om te komen tot een herziene Elektriciteits- en Gaswet.

### **1. Inleiding**

Eerdere onderdelen van de wetgevingsagenda STROOM zijn met grote voortvarendheid door uw Kamer opgepakt: de Verzamelwet STROOM (Stb. 2013, 573) en de Wet inzake nettarieven van de energie-intensieve industrie (Stb. 2013, 575) zijn inmiddels in werking getreden. Met het laatste deel van de wetgevingsagenda, een herziene Elektriciteits- en Gaswet, zet het kabinet verdere noodzakelijke stappen op de weg naar een transparante, concurrerende en duurzame energiehuishouding in 2050, de energietransitie.

De energietransitie is een langetermijnontwikkeling met grootschalige, elkaar beïnvloedende economische, ecologische, sociale en institutionele effecten. De energietransitie vereist dat overheid, sector, kennisinstellingen én samenleving samenwerken, ieder vanuit zijn eigen kunde en verantwoordelijkheid, bij het nastreven van gedeelde doelstellingen. Een belangrijke stap in het proces is gezet door de totstandbrenging van het Energieakkoord voor duurzame groei, dat in september 2013 aan uw Kamer is aangeboden (Kamerstuk 30 196, nr. 202). In het akkoord is met meer dan 40 betrokken partijen afgesproken dat zij zich verbinden aan de geformuleerde doelstellingen.

In dit proces zie ik de herziening van de wetgeving als de stap, waarmee ik invulling geef aan (een deel van) mijn verantwoordelijkheid die voortvloeit uit het Energieakkoord. Ik wil in de nieuwe wet komen tot **stro**omlijning, **opt**imalisering en **mod**ernisering. Hiermee wordt een helder regelgevend kader geboden op basis waarvan ieder zijn rol en verantwoordelijkheid optimaal kan invullen. Ik doe dit in nauwe samenspraak met de sector. In deze brief informeer ik u over de doelstellingen van de herziening, het tot

nog toe doorlopen proces en de contouren voor de herziening die daaruit voortgekomen zijn.

## **2. Doelstelling**

Het doel van de wetgevingsagenda STROOM is te komen tot wetgeving die duidelijker en eenvoudiger is, met minder regeldruk voor bedrijven en minder lasten voor de overheid. Wetgeving die bovendien op inzichtelijke wijze is geënt op de Europese wetgeving, die een concurrerende economie faciliteert en die de transitie naar een duurzame energiehouding optimaal ondersteunt. We moeten zoals gezegd **stroomlijnen**, **optimaliseren** en **moderniseren** (STROOM).

### *Stroomlijnen*

De Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet sluiten niet optimaal aan op de Europese regelgeving. Omdat het energiebeleid steeds nadrukkelijker vorm krijgt in de Europese context maakt dit implementatie van nieuwe Europese regelgeving lastig. Het vertrekpunt van het Europese recht is een geïntegreerde Europese markt, waarbij het transportsysteem en toegang tot dat systeem centraal staan. Dit is ook het uitgangspunt van het nationale energiebeleid, maar nog niet van de huidige Elektriciteits- en Gaswet. Daarom is stroomlijnen van de Elektriciteits- en Gaswet met de Europese regelgeving noodzakelijk.

Daarnaast bestaan er onnodige verschillen tussen de Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet. Bepalingen in de twee wetten die zien op dezelfde materie of situatie zouden moeten worden herschreven tot één bepaling die beide zaken dekt. Hiermee wordt de regelgeving duidelijker, waardoor onnodige uitvoerings- en toezichtslasten worden voorkomen. Alleen indien het noodzakelijk is verschil te maken tussen elektriciteit en gas zal dit, beargumenteerd, worden gedaan.

De nieuwe wet wordt gestroomlijnd met andere nationale regelgeving. Voor onderwerpen die in algemene wetten zijn geregeld, wordt uitgegaan van die wetten, tenzij de afwijking in de nieuwe wet wordt voorzien van een gedragen motivering en zo beperkt mogelijk blijft.

### *Optimaliseren*

In april 2012 heeft de Autoriteit Consument en Markt (verder: ACM) een evaluatie gedaan van de wetten om te bezien in hoeverre het beleid, gegeven haar doelstellingen (betaalbaar, betrouwbaar en schoon), effectiever en efficiënter kan worden vormgegeven. Het gaat dan hoofdzakelijk om deregulering, dejuridisering, vermindering van de uitvoerings- en toezichtslasten en vermindering van de administratieve lasten en inhoudelijke nalevingskosten.

Beide wetten zijn veelvuldig gewijzigd en daardoor is een ingewikkeld wetgevingscomplex ontstaan, dat hoge administratieve, bestuurlijke en toezichtslasten met zich meebrengt. Wijzigingen hebben afbreuk gedaan aan de inzichtelijkheid, structuur en consistentie. De uitkomsten van de evaluatie worden in de nieuwe wet verwerkt.

De nieuwe wet zal naar verwachting een vermindering van regeldruk mogelijk maken, vooral door aanpassingen in de tariefregulering, de consumentenbescherming en de systematiek van de codes.

### *Moderniseren*

Ook worden beleidsinhoudelijke wijzigingen in de wetgeving doorgevoerd, waaronder de wijzigingen die verband houden met de concrete afspraken uit het Energieakkoord, zoals afspraken over een net op zee. De Elektriciteits- en Gaswet zijn geschreven als sturingsinstrumenten om

marktwerking te introduceren en te gaan van een aanbod- naar een vraaggestuurde energievoorziening. De nieuwe wetgeving zal ook een kader moeten bieden waarmee stappen kunnen worden gezet om de tweede omwenteling – de energietransitie – vorm te geven. Er is een aantal elementen aan te wijzen die de karakteristieken van het toekomstige energiesysteem kenschetsen:

- *Een groter aandeel duurzame energie.* Het aandeel duurzame energie (elektriciteit, gas, warmte en koude) neemt toe. Dit leidt tot een andere energiemix.
- *Meer decentrale productie.* Vanwege de beschikbaarheid van decentrale energieopties worden elektriciteit (wind, zon), warmte en (bio)gas steeds meer decentraal geproduceerd. De rollen van consumenten, energiebedrijven en netbeheerders veranderen doordat consumenten (deels) in hun eigen of elkaars energiebehoefte voorzien (prosumenten). Bedrijven krijgen in dit soort situaties een meer faciliterende rol.
- *Meer behoefte aan flexibiliteit.* Als gevolg van het toenemende aandeel duurzame energie, dat voor een aanzienlijk deel uit intermitterende bronnen afkomstig is, ontstaat de behoefte aan meer flexibiliteit in de energievoorziening. Behalve het beschikbare regelvermogen van conventionele centrales wordt verwacht dat hiervoor ook steeds meer vraagrespon (door consumenten, bedrijven en industrie) moet worden benut en dat energieopslag nodig is.
- *Elektrificatie neemt toe.* Als gevolg van een groter aandeel warmtepompen voor warmtelevering en de verwachte marktpenetratie van elektrische auto's, neemt elektriciteit op termijn een steeds belangrijker plaats in de energievoorziening in. Dit zal gevolgen hebben voor de belasting van het elektriciteitsnet. Ook hierbij zullen vraagrespon, opslag en stuurbare opwekking een grote rol spelen.
- *Meer uitwisseling tussen verschillende energiesystemen.* Energiedragers worden (via verschillende conversiesystemen) onderling meer uitgewisseld en de energiesystemen worden onderling meer verweven, zoals bij de ontwikkeling van nieuwe woonwijken. De ontwikkeling en bedrijfsvoering van de afzonderlijke energiesystemen wordt hierdoor complexer en er is een goede interoperabiliteit vereist.

Het is op dit moment onduidelijk in welke mate elk van deze elementen in de toekomstige energievoorziening terugkomt en in welk tempo ze zich zullen ontwikkelen. De nieuwe wet zal het mogelijk maken om toekomstige beleidswensen relatief eenvoudig in te passen. De nieuwe wet zal daarom een kaderstellende wet zijn waarin de hoofdlijnen zijn neergelegd. Dit zal in het bijzonder gelden ten aanzien van de inrichting en taken van de netbeheerder en de tariefregulering. Dat creëert duidelijkheid over de uitgangspunten. In paragraaf 4 wordt per onderwerp uiteengezet wat dit betekent voor de vormgeving van de nieuwe wet.

Meer in het algemeen geldt dat aannemelijk is dat in de toekomst nieuwe wijzigingen in wet- en regelgeving nodig zijn om ontwikkelingen verder te accommoderen. De nieuwe wet is immers geen blauwdruk voor het energiesysteem van de toekomst, maar volgt – binnen de kaders van het energiebeleid – de praktijk. Het is van belang dat ervaring opgedaan kan worden met nieuwe ontwikkelingen. Om die reden is het voornemen om in de nieuwe wet met experimenteerbepalingen additionele ruimte te creëren opdat met toekomstige innovaties ervaring in de praktijk kan worden opgedaan.

De vigerende wetten beschrijven vaak zeer gedetailleerd op welke manier de publieke doelen moeten worden bereikt. Door wetgeving meer op hoofdlijnen te formuleren worden de mogelijkheden verruimd voor actoren om te kiezen op welke manier de in de wetten vastgelegde publieke doelen worden bereikt. Flexibiliteit kan ook worden gevonden door in lagere regelgeving zaken te regelen, zodat aanpassing eenvoudiger en sneller kan.

### 3. Proces

De herziening van de Elektriciteitswet 1998 en de Gaswet als onderdeel van de wetgevingsagenda STROOM is in november 2011 aangekondigd door de toenmalige Minister van Economische Zaken, Landbouw en Innovatie (Kamerstuk 31 510, nr. 47). Parallel aan de voorbereiding van de nieuwe wet is de parlementaire behandeling afgerond van het verzamelwetsvoorstel STROOM (Kamerstuk 33 493) en het wetsvoorstel volume-correctie nettarieven voor de energie-intensieve industrie (Kamerstuk 33 777) en is gewerkt aan het Besluit experimenten lokale duurzame energie.

Het proces om te komen tot een nieuwe wet is ingericht als een open en interactief proces waarbij veel verschillende organisaties en burgers inbreng hebben geleverd. Naast gesprekken met verschillende partijen, is gebruik gemaakt van ronde-tafel-bijeenkomsten en een discussiegroep op LinkedIn, die inmiddels 1200 leden telt. Met de inbreng vanuit de verschillende kanalen is uiteindelijk een document tot stand gekomen met de belangrijkste uitgangspunten voor de nieuwe wet. Deze uitgangspunten zijn van half januari tot en met eind februari geconsulteerd via een internetconsultatie. Die inbreng is verwerkt in voorliggende voorstellen.

### 4. Inhoud algehele herziening

De Elektriciteits- en Gaswet zullen worden samengevoegd tot één wet. De voorgenomen hoofdstukindeling is als volgt: productie, LNG en opslag, inrichting en taken netbeheerder, tariefregulering, handel, levering en consumentenbescherming, codes en toezicht. Het streven is te komen tot één onderliggende Algemene Maatregel van Bestuur (AMvB) en één ministeriële regeling met elk dezelfde indeling. Belangrijke inhoudelijke uitgangspunten en wijzingen ten opzichte van de vigerende wetgeving zullen in het navolgende paragrafen worden toegelicht. Daarna zal afzonderlijk worden ingegaan op het realiseren van een net op zee dat zal worden geïntegreerd in de hoofdstukken taken netbeheer en tariefregulering.

#### 4.1. Inrichting en taken netbeheerder

##### *Positie en rol netbeheerder*

Belangrijke uitgangspunten van de positie van de netbeheerders op de energiemarkt, zoals vastgelegd in de huidige wetgeving, zullen in stand blijven.

Een van deze uitgangspunten van het energiebeleid is dat netten in publieke handen zijn. Het privatiseringsverbod voor netbeheerders zal van kracht blijven. Landelijke netbeheerders (transmissiesysteembeheerders) wil ik daarbij wel toestaan strategische samenwerkingsverbanden aan te gaan met transmissiesysteembeheerders uit andere lidstaten waarbij een aandelenruil kan plaatsvinden. Ik verwijs uw Kamer naar de brief van 21 februari jl. (Kamerstuk 28 165, nr. 176) die de Minister van Financiën en ik hierover schreven.

Het beleid ten aanzien van de splitsing tussen netbeheer enerzijds en productie- en leveringsbedrijven anderzijds zoals die op grond van de Wet onafhankelijk netbeheer is gerealiseerd, blijft ongewijzigd. Dit voornemen is uiteraard wel gerelateerd aan de uitspraak van de Hoge Raad over de rechtszaken inzake splitsing.

Wat betreft de aan de netbeheerders gelieerde netwerkbedrijven wil ik het volgende opmerken. Het is opvallend dat de reacties die ik op het consultatiedocument STROOM ten aanzien van dit onderwerp heb ontvangen, zeer uiteenlopen. De reacties zijn in te delen in twee groepen:

netbeheerders en netwerkbedrijven zouden graag meer ruimte en flexibiliteit zien in de hun toegestane werkzaamheden, terwijl overige bedrijven vragen om een inperking en heldere afbakening van de daar belegde taken en activiteiten.

De netwerkbedrijven kunnen in de transitie een belangrijke en aanjagende rol spelen. Het werkgebied van de netwerkbedrijven zal evenwel beperkt blijven, om de binnen de groep opererende netbeheerder niet aan onverantwoorde risico's bloot te stellen.

Om eerlijke concurrentie tussen de netwerkbedrijven en de overige marktpartijen te bevorderen wil ik de bestaande wet op de volgende aspecten verduidelijken:

- Ik wil de begrenzing van het activiteitenveld van de netwerkbedrijven helderder vastleggen om zo duidelijkheid voor marktpartijen te creëren.
- Voorts blijft gelden dat netbeheerders slechts wettelijke taken mogen uitvoeren. Door een dergelijke heldere afbakening wordt een eerlijke kostentoedeling tussen netbeheerders en netwerkbedrijven gestimuleerd.
- Ook wil ik bezien in hoeverre duidelijker boekhoudkundige verplichtingen voor netbeheerders kunnen bijdragen aan deze transparante kostentoedeling.
- Netbeheerders zullen verder worden verplicht – uiteraard met inachtneming van de privacyvoorschriften – informatie die beschikbaar is voor netwerkbedrijven of nuttig voor andere bedrijven openbaar te maken. Zo wordt voorkomen dat netwerkbedrijven informatievoordelen hebben ten opzichte van overige marktpartijen. Het betreft uiteraard niet bedrijfsvertrouwelijke informatie.

#### *Tijdelijke extra taken netbeheerder*

Om de energietransitie optimale kansen te bieden en omdat de transitie in proces en uitkomst onzekerheden kent, ben ik voornemens in de nieuwe wet een basis op te nemen om in het kader van de energietransitie bij algemene maatregel van bestuur aan netbeheerders voor een beperkte periode extra taken te geven, bijvoorbeeld rond energieopslag. In die periode kan ervaring worden opgedaan met deze aan de netbeheerder opgedragen taken en kan aan het eind kan geëvalueerd worden of het definitief een taak voor netbeheerders moet worden die in de wet wordt opgenomen. Hiermee wordt een flexibiliteit gecreëerd om snel en daadkrachtig op te kunnen treden als dat noodzakelijk is met het oog op het welslagen van de transitie. Uitgangspunten zijn dat de taken direct verband houden met de netten, dat de taken gereguleerd zijn (vastgestelde tarieven), niet als automatisme worden gesocialiseerd, en dat er geen wettelijk monopolie aan wordt toegekend, zodat ook marktpartijen deze taak kunnen oppakken. Ook in dat geval is het uitdrukkelijk niet toegestaan dat de netbeheerder niet toegestane commerciële activiteiten in de tarieven verwerkt; uitgangspunt van de regulering blijft dat netbeheerders uitsluitend efficiënte kosten voor de uitvoering van hun taken in de tarieven mogen opnemen. De tarieven kunnen dus uitsluitend betrekking hebben op de uitvoering van wettelijke taken.

#### *Netontwikkelingsplannen voor investeringen elektriciteit en gas*

Er is een verbetering nodig van de regels over de netplanning en -uitbreiding. Dit mede in het licht van de energietransitie en de grote investeringen in de netten die daarmee gepaard gaan. Netbeheerders schatten in tot 2050 € 70 miljard te moeten investeren in de vervanging en uitbreiding van de huidige netten.

De regels dienen er voor te zorgen dat alleen noodzakelijke investeringen (en niet meer of minder) tijdig uitgevoerd worden, dat de netbeheerder

efficiënte investeringen terug kan verdienen en dat de verantwoordelijkheden van de vier hierbij betrokken partijen (de netbeheerder, de aandeelhouder, de Minister van Economisch Zaken en de toezichthouder) duidelijk zijn. Hiertoe wordt de huidige systematiek waarin onder andere een kwaliteits- en capaciteitsdocument (KCD) en een regeling voor uitbreidingsinvesteringen gebruikt worden, veranderd.

Er zal voortaan een centrale rol worden gegeven aan een Netontwikkelingsplan (NOP). Een dergelijk plan sluit zowel qua proces als qua inhoud goed aan bij de Europese regelgeving, waarin wordt bepaald dat transmissiesysteembeheerders de verplichting hebben om elke twee jaar een gezamenlijk plan op te stellen voor de ontwikkelingen ten aanzien van het net de komende tien jaar, en dit te delen met het Europees Agentschap voor de samenwerking tussen energieregulators.

Het proces van totstandkoming van het Netontwikkelingsplan omvat de volgende stappen:

1. De transmissiesysteembeheerder stelt het NOP op. Het NOP omvat alle uitbreidingsinvesteringen.
2. De transmissiesysteembeheerder consulteert belanghebbenden en geeft aan op welke wijze input uit consultaties is verwerkt.
3. ACM geeft een advies over het plan aan de Minister van Economische Zaken.
4. De Minister kan een aanwijzing geven over het NOP. Een eventuele aanwijzing wordt onderbouwd op basis van maatschappelijke belangen en/of publieke doelen. De Minister stuurt het plan na tussenkomst van de ministerraad naar de Tweede Kamer.

In een ministeriële regeling zullen nadere regels worden gesteld waaraan een netontwikkelingsplan moet voldoen. Door de verbeteringen in de regulering van de netplanning en -uitbreiding kan een rolverdeling worden gecreëerd die recht doet aan de competenties en verantwoordelijkheden van de betrokken partijen: de verantwoordelijkheid van de netbeheerder om de investeringsportfolio aan te laten sluiten bij ontwikkelingen en nut en noodzaak van de investeringen aan te tonen, van ACM om de investeringsplannen te toetsen op deze aspecten en de verantwoordelijkheid van het kabinet voor de algemene beleidsontwikkeling. Voorts wordt het proces gestroomlijnd en vereenvoudigd door aansluiting bij de Europese regelgeving en het samenvoegen van rapportageverplichtingen. In de nieuwe systematiek van het NOP kan een aantal bestaande rapportageverplichtingen over capaciteit en uitbreiding van de netten uit de Elektriciteits- en Gaswet gecombineerd worden waardoor de administratieve lasten worden gereduceerd (dit betreft het KCD, de voorzieningszekerheidsrapportage, de rapportage over wijzigingen aan het transportnet en de rapportage over risico-evaluatie, het preventief actieplan en het noodplan). Naast het netontwikkelingsplan zal de netbeheerder worden verplicht een kwaliteitsdocument op te stellen waarin op basis van een risicoanalyse de geplande vervangingsinvesteringen worden beschreven.

Bovenstaande procesverplichtingen richten zich primair op transmissiesysteembeheerders. Voor regionale netbeheerders zullen in grote lijnen dezelfde verplichtingen gelden. Hierbij moet evenwel rekening worden gehouden met het feit dat een aantal eisen op grond van de Europese regelgeving op dit gebied voor hen geen rol speelt en de maatstafconcurrentie bij regionale netbeheerders de prikkel geeft dat nut en noodzaak van investeringen in regionale netten kan worden onderbouwd.

### *Betrouwbaarheid van de elektriciteitsnetten*

Om de betrouwbaarheid van de elektriciteitsvoorziening te waarborgen zijn de elektriciteitsnetten met een spanning vanaf 110 kV dubbel (redundant) uitgevoerd. Dit betekent dat een storing in een onderdeel van dat net (bijvoorbeeld een circuit of een transformator) niet leidt tot een transportonderbreking. Dit wordt de enkelvoudige storingsreserve genoemd (N-1 norm). Daarnaast geldt voor netten met een spanningsniveau van 220 kV of hoger dat ook tijdens een onderhoudssituatie een storing niet moet leiden tot transportonderbreking (N-2 norm). Deze normen zijn vastgelegd in de Elektriciteitswet. De wet laat op de N-2 norm onder voorwaarden beperkte uitzonderingen toe, maar in het geheel niet op het N-1 criterium. Deze normen zijn nader uitgewerkt in de Netcode die door ACM wordt vastgesteld. De Netcode bevat uitzonderingen op de Elektriciteitswet, die in de praktijk worden nagevolgd; het strikt naleven van de wettelijke bepalingen zou leiden tot ondoelmatige investeringen van ongeveer € 7 miljard. Herijking van de wettelijke bepalingen is daarom gewenst zodat onnodige investeringen worden voorkomen. Een werkgroep, bestaande uit Netbeheer Nederland, TenneT en het Ministerie van Economische Zaken, heeft via een maatschappelijke kosten-baten analyse (MKBA) onderzoek gedaan naar welke wettelijke betrouwbaarheidseisen wenselijk en doelmatig zijn. Deze analyse is besproken met de sector. De conclusies worden meegenomen en uitgewerkt in de nieuwe wet:

- In de Netcode worden uitzonderingen gemaakt op het N-1 criterium die wenselijk en doelmatig zijn. Concreet houdt dit in dat hoogspanningsmasten en aansluitingen van grootverbruikers niet aan N-1 hoeven te voldoen en dat bij de omschakeling van de ene transformator op de andere een onderbreking van maximaal 10 minuten is toegestaan. In de wet zal ruimte worden geboden voor deze uitzonderingsmogelijkheden.
- Voor de onderhoudssituatie (N-2) moeten de uitzonderingsmogelijkheden in de wet worden uitgebreid. Deze zouden echter niet zo ver moeten gaan als thans praktijk is. Hierbij gaat het met name om beperkingen in de duur en de omvang van de storing.

### *Uitkoop en verkabeling*

In mijn brief van 16 april 2013 (Kamerstuk 31 574, nr. 29) ben ik ingegaan op de aanpak inzake uitkoop en verkabeling in relatie tot hoogspanningsverbindingen. De voor verkabeling noodzakelijke regelgeving zal worden meegenomen in de nieuwe wet.

### *4.2. Tariefregulering*

De tariefregulering is het systeem waarmee door vaststelling van tarieven voor afnemers voor het transport van elektriciteit of gas, wordt voorzien in inkomsten voor netbeheerders ter dekking van de efficiënte kosten van het netbeheer, waaronder investeringen en transportdiensten. Ik verwijs u in dit verband ook naar de antwoorden op de vragen die zijn gesteld door de vaste commissie voor Economische Zaken over de tariefregulering (Kamerstuk 29 023, nr. 166).

### *Verbeteren van de wettelijke structuur van de tariefregulering*

De wet- en regelgeving over tarieven voor het transport van elektriciteit of gas is uitgebreid, verspreid geregeld, zowel binnen de Elektriciteits- en Gaswet als in lagere regelgeving). Bovendien zijn er onverklaarbare verschillen in opbouw en formulering tussen de Elektriciteits- en Gaswet en het Europese recht. Met de nieuwe wet wil ik daarom de tariefregu-

lering in de wet verduidelijken en vereenvoudigen. Dit houdt in dat regels over tarieven zullen worden samengebracht in een duidelijke onderverdeling en geharmoniseerd worden met de Europese regels. Daarbij zal de nadruk liggen op het helder omschrijven welke kosten uit welke wettelijke taken van de netbeheerders in de tarieven kunnen worden verrekend, wie via de tarieven wat betaalt, hoe het tarief vanuit de kosten is opgebouwd en hoe de procedure voor de vaststelling van de tarieven is. Dit zal bijdragen aan de transparantie en efficiëntie van de tarieven, waardoor er meer duidelijkheid en rechtszekerheid ontstaat en minder administratieve lasten worden veroorzaakt. Dat komt het investeringsklimaat ten goede. Ten slotte zullen toekomstige beleidswijzigingen eenvoudiger kunnen worden geaccommodeerd doordat de structuur van de tariefregulering helder wordt vastgelegd.

#### *Procedures optimaliseren en stroomlijnen*

In 2012 heeft ACM onder andere de werking van het tariefreguleringsstelsel geëvalueerd. Uit deze evaluatie volgde dat het stelsel van tariefregulering zoals dat in de Elektriciteits- en Gaswet is neergelegd, grotendeels naar tevredenheid werkt. Niettemin heeft ACM een aantal aanbevelingen gedaan om de huidige systematiek te verbeteren. Naar aanleiding van deze aanbevelingen is een gesprek gestart met ACM en andere stakeholders over het vereenvoudigen en verbeteren van procedures in de tariefregulering.

Een belangrijke uitkomst van dat overleg was dat een aantal besluiten die ACM elke reguleringsperiode neemt kan worden samengevoegd. Ter beperking van de regeldruk wil ik daarom met de nieuwe wet regelen dat het zogenaamde x-factorbesluit wordt vervangen door een besluit waarin voor ieder jaar de totale inkomsten per netbeheerder worden vastgesteld. Hierdoor ontstaat er meer flexibiliteit om de totale inkomsten van de netbeheerders aan te laten sluiten bij de te verwachten kostenontwikkeling in plaats van een lineaire ontwikkeling van de inkomsten op basis van het x-factorbesluit. Bij het jaarlijkse tariefbesluit moet er wel ruimte zijn voor aanpassing van het inkomstenniveau van de netbeheerders om in te kunnen spelen op nieuwe ontwikkelingen, bijvoorbeeld nieuwe investeringen of als netbeheerders een nieuwe taak krijgen opgelegd. Daarnaast vind ik het wenselijk de wettelijke duur van de reguleringsperiode te verlengen. Dit zou het aantal administratieve procedures verminderen. Om grote tariefverschillen tussen reguleringsperiodes te voorkomen geldt dat ook hier dat het van belang is dat er ruimte is voor tussentijdse aanpassing van (onderdelen van) de besluiten.

#### *Moderniseren van de verdeling van de tarieflast van het elektriciteitsnet*

Bekeken is of de uitgangspunten die gelden voor de toerekening van de tarieven aan diverse categorieën aangesloten en aanpassing verdienen. De belangrijkste aanleiding hiervoor is de opkomst van duurzame en decentrale opwekkingscapaciteit. Een aantal eigenschappen van de tariefregulering zijn daarnaast op grond van adviezen uit het eindrapport Herziening Reguleringskader (2010) nader bezien. Deze aanleidingen spelen alleen op het gebied van elektriciteit. Ten aanzien van de tarieven voor gas zie ik geen aanleiding voor aanpassing van de kostentoe-rekening.

De onderzoeksbureaus D-cision, Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN) en de TU Delft hebben onderzoek gedaan naar de effecten van lokale (decentrale) invoeding van elektriciteit op het net op de kosten (en baten) voor het elektriciteitsnet en naar de vraag of deze effecten nopen tot aanpassing van de kostenverdeling via de tariefssystematiek. Het onderzoek is bijgevoegd bij deze brief.



Het onderzoek laat zien dat decentrale opwekking op dit moment niet tot een dusdanige categorische verlaging van netkosten leidt, dat groot-schalige aanpassing van de tarieven-systematiek – bijvoorbeeld door afschaffing van het cascadestelsel -voor de hand ligt. Ik constateer echter dat een toenemende stijging van het aandeel decentrale opwekking, vooral wanneer gecombineerd met slimme afstemming van vraag en aanbod, in de toekomst mogelijk wel om een ander tarievenbouwwerk zal vragen. Door in de nieuwe wet de tarieven-systematiek te verduidelijken wordt in de toekomst het doen van eventuele aanpassingen eenvoudiger. Daarnaast signaleer ik dat in een beperkt aantal gevallen de huidige tarieven-systematiek op onderdelen tot minder optimale uitkomsten leidt. Er is gebleken dat kleinverbruikers die veel produceren soms een grotere aansluiting nodig hebben dan zij nodig zouden hebben op grond van hun vraag. Aangezien het capaciteitstarief afhankelijk is gemaakt van de grootte van de aansluiting, betalen deze verbruikers een tarief dat indirect verbonden is aan hun invoeding. De indruk bestaat dat deze situatie op dit moment in de praktijk niet vaak voorkomt. Ik zal met ACM en relevante stakeholders nader onderzoeken in hoeverre deze situatie in de toekomst te verwachten is en of het mogelijk en wenselijk is om in deze gevallen een aangepast tarief in rekening te brengen.

Ten slotte heb ik onderzocht of het wenselijk is een individueel bepaald eenmalig tarief in te voeren voor grote producenten. Hiermee zou gestuurd kunnen worden op de locatiebeslissing van producenten, om zo de netkosten die ontstaan door eventueel vereiste netuitbreidingen te beperken. Momenteel geldt een regime waarin netwerkversterkingen achter het aansluitpunt die vereist zijn om de toevoer naar of afvoer van dat aansluitpunt mogelijk te maken, ook wel «diepe netkosten» genoemd, niet in rekening worden gebracht bij de producent of verbruiker, maar over alle afnemers worden verdeeld via het tarief. Nadeel van dit systeem is dat producenten niet geprikkeld worden om een vanuit nettechnisch kostenooptpunt optimale vestigingslocatie te kiezen. Zowel ACM als de netbeheerders geven echter aan dat het doorrekenen van diepe netkosten aan individuele afnemers niet goed mogelijk is omdat de kosten van de netten in dit geval niet op detailniveau toe te rekenen zijn aan individuele afnemers. Daarom kies ik ervoor deze problematiek ruimtelijk aan te pakken. In mijn brief aan uw Kamer over de evaluatie van SEVIII (Kamerstuk 31 410, nr. 19) heb ik toegezegd dat ik bij het opstellen van het nieuwe Structuurschema Elektriciteitsvoorziening een maatschappelijke kosten-batenanalyse zal laten uitvoeren zodat inzicht ontstaat in de voor- en nadelen van het ruimtelijk sturen op specifieke vestigingslocaties.

#### *4.3. Consumenten en levering*

Tien jaar na de liberalisering van de consumentenmarkt is het noodzakelijk de randvoorwaarden op het gebied van consumentenbescherming anders vorm te geven. Verschillende Europese richtlijnen bieden inmiddels een breed palet aan bepalingen die consumenten beschermen waardoor de wetgeving kan worden gestroomlijnd met de Europese regelgeving. De noodzaak om de wet anders vorm te geven wordt bevestigd door de reacties die ik heb ontvangen. Ten aanzien van consument en levering wordt benadrukt dat ontwikkelingen in de energiesector vragen dat meer flexibiliteit wordt geboden in de wetgeving om nieuwe ontwikkelingen mogelijk te maken, bijvoorbeeld ten aanzien van lokale energie en nieuwe verdienmodellen. De Elektriciteit- en Gaswet voorzien erin dat de vergunninghouders ieder jaar en vier weken vóór wijziging van de tarieven een opgave doen van die tarieven en voorwaarden aan ACM. Deze regel leidt tot onnodige toezichts- en administratieve lasten en hindert de markt om innovatieve leveringstarieven aan te bieden. Het voornemen is daarom om het ex ante

toezicht op redelijke prijzen en voorwaarden om te zetten in ex post toezicht.

Een belangrijke voorwaarde hiervoor is dat consumenten een meer disciplinerende rol kunnen vervullen op de energiemarkt. Nederland heeft een consumentenmarkt met veel verschillende aanbieders, actieve consumenten en dalende prijzen, maar uit de rapportages van ACM blijkt ook dat consumenten energie een lastig te begrijpen en vergelijken product vinden. Daarom moet de afschaffing van het ex ante tarieftoezicht hand in hand gaan met verbeterde transparantie, zodat consumenten beter zijn geïnformeerd en bewustere keuzes kunnen maken. De consument moet het aanbod van leveranciers kunnen begrijpen en vergelijken. Leveranciers die te hoge prijzen hanteren worden dan geconfronteerd met een switchende consument. Samen met ACM en de sector is een traject in gang gezet om de transparantie van de energieproducten te vergroten. Het voornemen is dus in de wet een bepaling op te nemen die het huidige ex ante toezicht vervangt voor een toets achteraf op de redelijkheid van tarieven, tenzij er op dat moment indicaties zijn dat afschaffing niet verantwoord is.

In de evaluatie van de Elektriciteits- en Gaswet heeft ACM aangegeven dat het vergunningstelsel voor de levering van energie beter kan worden toegesneden op nieuwe marktontwikkelingen, zoals decentrale opwekking. Geconstateerd is dat het vergunningstelsel een belemmering kan vormen bij de exploitatie van initiatieven tot decentrale opwekking en levering van (duurzame) energie. Voorgesteld wordt om leveranciers met maximaal 500 afnemers vrij te stellen van een drietal verplichtingen: de algemene leveringsplicht, de aanleverplicht van wijzigingen van tarieven en het modelcontract.

Deze benadering sluit aan op de aard en kleinschaligheid van lokale initiatieven en sluit aan op de afspraken in het Energieakkoord en de kabinetsvisie op lokale duurzame energie.

Daarnaast zal een aantal kleinere wijzigingen worden doorgevoerd. Zo worden leveranciers verplicht om alleen bij het aangaan van een contract een keuze te bieden uit bronnen van opwekking in plaats van de huidige regel dat deze keuze jaarlijks moet worden geboden. Ook zullen de mogelijkheden om contracten op te zeggen in overeenstemming worden gebracht met het Burgerlijk Wetboek. Daar hoort bij dat leveranciers verplicht worden om afnemers uiterlijk op de ingangsdatum van een gewijzigd (variabel) tarief hierover te informeren zodat opzeggmogelijkheden ook daadwerkelijk benut kunnen worden.

#### *4.4. Codes*

Codes zijn algemeen verbindende voorschriften die door ACM worden vastgesteld. In de codes zijn praktische en technische zaken vastgelegd die zien op de verhoudingen tussen netbeheerders onderling en tussen netbeheerders en hun afnemers. Tevens regelen de codes de administratieve processen en uitwisseling van gegevens tussen afnemers, leveranciers en netbeheerders.

Er is behoefte aan verbetering op drie aspecten. Ten eerste duurt het totstandkomingsproces van de codes nu lang en zijn de discussie en de besluitvorming verspreid over meerdere stappen. Deze procedure geeft pas na lange tijd duidelijkheid. Ten tweede dient er een duidelijkere afbakening van de inhoud van de codes te zijn. Technische en beleidsmatige aspecten zijn nu versnipperd over diverse niveaus van wet- en regelgeving en de privaatrechtelijke voorwaarden en overeenkomsten. Dit leidt tot een slechte inzichtelijkheid van het systeem. Tot slot is een nieuwe ontwikkeling dat er Europese codes worden vastgesteld die gevolgen voor de nationale codes kunnen hebben. Het is nodig de Europese codes efficiënt te kunnen implementeren.

In de nieuwe wet zal worden vastgelegd dat de codes algemeen verbindende voorschriften zijn, de inhoud van de codes zal helder worden afgebakend en het proces van totstandkoming van de codes zal worden vereenvoudigd. Dat zal nader worden toegelicht.

Codes zullen beperkt worden tot technische aspecten van het netbeheer. Beleidsmatige keuzes horen niet in de codes thuis en zullen in de wet en uitvoeringsregelgeving vastgelegd worden. Het is wenselijk het proces van totstandkoming van de codes efficiënter in te richten. Het huidige proces kent als eerste stap een sectoroverleg over een voorstel dat slechts door netbeheerders ingediend kan worden. Hierna wordt een al dan niet aangepast voorstel aan ACM voorgelegd die een uitgebreide eigen procedure doorloopt. Na vaststelling zijn bezwaar en beroep mogelijk. Het efficiëntere proces zal er als volgt uitzien:

- Het sectoroverleg tussen de representatieve organisaties wordt het centrale orgaan voor gedachtevorming en -uitwisseling.
- Alle partijen kunnen het initiatief nemen tot een codevoorstel. Dit voorstel moet voldoen aan juridisch-inhoudelijke eisen en moet goed onderbouwd zijn.
- ACM stelt op basis van het verslag en andere stukken van dit overleg een codevoorstel vast. Bij sterke overeenstemming in de sector kan ACM een verkorte procedure volgen. Bij gecompliceerdere discussies kan ACM naar eigen inzicht in overleg treden met het sectoroverleg of enkele partijen hiervan.
- ACM moet het codevoorstel en zienswijzen inhoudelijk beoordelen.
- De mogelijkheid van bezwaar past niet bij de vaststelling van de codes die immers algemeen verbindende voorwaarden zijn. Hoewel ook een beroepsmogelijkheid niet bij algemeen verbindende voorwaarden past wordt op verzoek van een grote meerderheid van de bij de energiesector betrokken partijen de beroepsmogelijkheid tegen vastgestelde codes in stand gehouden.

De Europese codes betreffen vaak beleidsmatige keuzes en zullen in dat geval tot aanpassing van wet en uitvoeringsregelgeving leiden en niet tot codewijzigingen. Ook kunnen wijzigingen van de nationale codes nodig zijn op basis van Europese codes.

## **5. Net op zee**

In het Energieakkoord is ten aanzien van de verbinding van windparken op zee met het landelijk hoogspanningsnet vastgelegd dat daar waar dit efficiënter is dan een directe verbinding van windparken op het landelijke hoogspanningsnet, een net op zee komt en TenneT hiervoor de verantwoordelijkheid krijgt. Bij de herziening worden de vormgeving en randvoorwaarden inzake het netbeheer op zee nader uitgewerkt. Deze vormgeving en randvoorwaarden moeten gelezen worden in het licht van de bredere beleidsvorming rond windenergie op zee, zoals in het Energieakkoord is afgesproken. Het gaat dan met name over het nieuwe uitgiftestelsel voor windparken, de subsidiesystematiek die daarbij hoort en de uitrolstrategie.

### *Hoofdpijnen uitrolstrategie*

Het nieuwe uitgiftestelsel wordt in een separaat wetsvoorstel windenergie op zee uitgewerkt. Dit wetsvoorstel is tot en met 16 april via internet geconsulteerd.

Tijdens de evaluatie van de vorige uitgifteronde van windenergie op zee is de conclusie getrokken dat het kostenvoordelen biedt wanneer de uitrol van windenergie op zee geclusterd en onder regie van de rijksoverheid zal plaatsvinden. Dit is onderkend bij het maken van afspraken in het Energieakkoord. Concreet betekent dit dat de uitrol zal plaatsvinden in

clusters per gebied dat is aangewezen in het Nationaal Waterplan. In elk gebied zullen vervolgens kavels, vergunningen en subsidie worden uitgegeven via een tenderprocedure.

De verwachting is dat de gebiedsgewijze uitrol het beste in Borssele kan starten. Dit gebied is al aangewezen in het Nationaal Waterplan. Ook lijkt daar de netaansluiting op land, vaak het onderdeel van de uitrol dat de meeste tijd vraagt, het snelste te realiseren. Noodzakelijke verzwaren van het net op land is daar reeds in voorbereiding. Bovendien spelen in het aangewezen gebied minder belangen dan bijvoorbeeld voor de Hollandse Kust. De mogelijkheden van Borssele voor windenergie worden momenteel onderzocht. Het streven is om de eerste tender open te stellen in het derde of vierde kwartaal van 2015. De beschikking en de vergunning kunnen dan medio 2016 worden verleend.

De uitrol na het gebied Borssele wordt gebaseerd op een verdere globale uitwerking van de deelgebieden Hollandse kust, IJmuiden ver en ten noorden van de Waddeneilanden en eventueel binnen de 12-mijlszone. Deze uitwerking wordt samen met de relevante stakeholders uitgevoerd en is bedoeld om de uitgiftestrategie te optimaliseren vanuit het oogpunt van kostenefficiëntie, efficiënt ruimtegebruik (mede in relatie tot andere belangen) en ecologie.

### *5.1 Overwegingen ten aanzien van de netbeheerder op zee*

In deze paragraaf wordt achtereenvolgens ingegaan op overwegingen ten aanzien van het netbeheer en technische, ruimtelijke, organisatorische en financiële aspecten van het elektriciteitsnet voor de verbinding van windparken op zee met het landelijke hoogspanningsnet. Gelet op deze overwegingen acht ik het verantwoord het richtinggevend besluit te nemen dat TenneT bij wet wordt aangewezen als netbeheerder op zee ter realisatie van de kwantitatieve doelstellingen voor windenergie op zee zoals opgenomen in het Energieakkoord. De overwegingen om het publieke belang van een betrouwbare, betaalbare en schone energievoorziening te borgen door TenneT aan te wijzen als netbeheerder op land, gelden ook voor het netwerk op zee. Het is niet (kosten)efficiënt om meerdere netwerken op zee naast elkaar te hebben. Overheidsinterventie om betaalbaarheid en betrouwbaarheid te borgen is daarom gewenst. De komende maanden zal het voorstel om TenneT aan te wijzen als verantwoordelijke netbeheerder voor de elektrische infrastructuur op zee nader worden uitgewerkt binnen de hieronder beschreven kaders, in het bijzonder ten aanzien van de verwachte kosten van de netinfrastructuur op zee, de vormgeving van het regulieringskader en de financiële effecten voor afnemers, de Staat als aandeelhouder van TenneT en het effect op de benodigde SDE+ subsidies voor windenergie op zee.

#### *Integraal netbeheer*

Het transmissiesysteem is in Nederland in eigendom en beheer van TenneT. TenneT beheert de netten met een spanningsniveau van 110kV en hoger en zorgt daarmee voor een optimale en onafhankelijke infrastructuur. Een net op zee zal in Nederland worden gerealiseerd op een spanningsniveau van ten minste 150kV met in beginsel wisselstroomverbindingen en valt daarmee binnen het huidige werkgebied van TenneT. Het net op zee is bijzonder omdat het ondergronds in de zee zal worden gerealiseerd met eigen ontwerp- en kwaliteitscriteria, en het alleen voor productie aangelegd wordt, maar verder zijn er bij het bedrijven van de netten vooral veel overeenkomsten. Voor bijvoorbeeld het opvangen van netfluctuaties, flowmanagement en balanshandhaving is integraal netbeheer door TenneT belangrijk. Daarnaast brengt integraal netbeheer kennisbundeling en een overzichtelijke verdeling van taken en verant-

woordelijkheden in het elektriciteitssysteem. TenneT kan hierbij ook profiteren van de kennis en ervaring die is opgedaan met de Duitse offshore-activiteiten. Het is bovendien de verwachting dat op de lange termijn het Nederlandse net op zee zal integreren met buitenlandse netten, ondermeer via interconnectoren. Samenwerking tussen verschillende transmissiesysteembeheerders is daarbij zeer van belang. In de meeste omliggende landen is de transmissiesysteembeheerder (in Nederland TenneT) ook verantwoordelijk voor het net op zee: Denemarken, Noorwegen, Duitsland (met name TenneT en 50Hz), België en Frankrijk. Alleen het Verenigd Koninkrijk hanteert een ander model. Daar kunnen producenten er voor kiezen om zelf het beheer te voeren.

#### *Publiek netbeheer*

Het is een belangrijk uitgangspunt dat netten in publieke handen zijn (zie paragraaf 4.1). Voor het net op zee geldt dat die netten – net als de netten op land – van groot belang zijn voor een betrouwbare, betaalbare en duurzame energievoorziening. Daarom kies ik ook voor het net op zee voor publiek netbeheer.

#### *Technische, ruimtelijke en organisatorische aspecten van het elektriciteitsnet voor de verbinding van windparken op zee met het landelijke hoogspanningsnet*

Vanwege de schaal van de toekomstige ontwikkeling van windenergie op zee die in het Energieakkoord is overeengekomen, is het nu van belang om stappen te zetten voor de optimale ontwikkeling van windenergie op zee en de optimale verbinding van windenergie op zee aan het landelijke hoogspanningsnet. Er zijn twee opties om windparken op zee aan te sluiten op het landelijk hoogspanningsnet:

1. Via individuele directe verbindingen zoals tot nu toe is gebruikt (zogenaamde radiale verbindingen) en
2. een net op zee (zogenaamde stopcontacten).

In opdracht van het Ministerie van Economische Zaken heeft RoyalHaskoningDHV de technische opties, op hoofdlijnen, voor het verbinden van windparken op zee met het landelijk hoogspanningsnet in kaart gebracht. Deze studie richt zich op de technische kenmerken van verschillende aansluitopties, de aard en kwaliteit van de hierdoor te realiseren transportcapaciteit, de impact op ruimtelijke ordening, de snelheid van realisatie en de kosten en risico's voor windparken, de netbeheerder en de overheid. De studie is als bijlage bij deze brief gevoegd<sup>1</sup>.

Uit de studie blijkt dat het, gezien vanuit een lange tijdshorizon, voordelen heeft om TenneT de verantwoordelijkheid toe te bedelen voor de aanleg en het beheer van een net op zee. Op lange termijn zijn namelijk voordelen te behalen ten aanzien van netstabiliteit, leveringszekerheid, planologische coördinatie, financieringslasten, standaardisatie en hiermee gepaard gaande kostenreductie.

#### *Kosten van het net op zee*

TenneT heeft in kaart gebracht wat de kosten zijn om een net op zee te realiseren en deze vergeleken met de situatie dat windparkontwikkelaars radiale aansluitingen aanleggen. Daarbij heeft TenneT ook gekeken naar een scenario waarin TenneT – naast de verantwoordelijkheid voor het net op zee zoals in het Energieakkoord is opgenomen – verantwoordelijk zou zijn voor de aansluitingen van de windparken op het net op zee en mogelijk voor radiale verbindingen. Dat geeft het beeld dat er substantiële

<sup>1</sup> Raadpleegbaar via [www.tweedekamer.nl](http://www.tweedekamer.nl)

besparingen mogelijk zijn door TenneT verantwoordelijk te maken voor alle infrastructuur op zee. Op basis van dit scenario zou de totale investering voor TenneT uitkomen op 2 à 3 miljard euro. Het maatschappelijk kostenvoordeel van een net op zee ten opzichte van radiale aansluitingen door windparkexploitanten wordt veroorzaakt door centralisatie. Centralisatie levert schaalvoordelen op bij inkoop en onderhoud. Daarnaast zorgt centralisatie voor kennisopbouw en leereffecten. Door te kiezen voor TenneT als netbeheerder op zee worden deze effecten versterkt door de taak die TenneT reeds heeft ten aanzien van het Duitse net op zee.

DNV-GL heeft in opdracht van TenneT het technische concept en de kostenonderbouwing gevalideerd. Deze rapportage is in opdracht van het Ministerie van Economische Zaken getoetst door ECN. ECN concludeert dat gecoördineerde aansluiting van windparken op zee door TenneT naar alle waarschijnlijkheid leidt tot lagere maatschappelijke kosten dan individuele aansluitingen. Dit is in lijn met de bevindingen van DNV-GL. Als de besparing wordt gerealiseerd dan leidt dit volgens ECN tot een kostenbesparing van € 3 miljard. Volgens TenneT is er een aanzienlijk aanvullend kostenvoordeel te behalen als windparken rechtstreeks aangesloten kunnen worden op het platform van TenneT in plaats van met tussenkomst van een platform van de windparkontwikkelaar. DNV-GL heeft dit niet kunnen bevestigen. De komende tijd wordt dit verder onderzocht in het kader van de uitwerking van het netontwikkelingsplan zoals beschreven in paragraaf 5.2.

Tegen deze achtergrond zal de taak voor TenneT als netbeheerder op zee worden uitgewerkt in de nieuwe wet. De keuze voor een net op zee betekent dat in beginsel de kosten van het verbinden van windparken op zee met het hoogspanningsnet op land via de transporttarieven in rekening worden gebracht bij afnemers van elektriciteit. Daarbij is de relatie met de SDE+ van belang. De kosten die door de tariefbetalers worden gedragen hoeven niet meer via de SDE+ gesubsidieerd te worden aan de windparkexploitanten en komen daardoor niet in de SDE+ opslag. De kosten van de infrastructuur worden dus verschoven van de SDE+ naar de tarieven. De verschuiving van de kosten van de SDE+ naar de tarieven leidt door het verschil in berekeningssystematiek tot een andere verdeling van de kosten tussen burgers en bedrijven. Aangezien met het net op zee grote bedragen zijn gemoeid kan het effect van de verschuiving voor met name energie-intensieve bedrijven significant zijn. Bij de uitwerking van het wetsvoorstel zal worden gezien welke kosten via de tarieven gedragen moeten worden en welke kosten via de SDE+. Daarbij wil ik de effecten op Nederlandse bedrijven en hun concurrentiepositie van de verschuiving van kosten van het net op zee van de SDE+ naar de transporttarieven zoveel mogelijk beperken.

### *5.2. Hoofdpijnen reguleringskader*

De realisatie van het net op zee zal van TenneT aanzienlijke extra investeringen vragen, naast de reeds geplande investeringen op land. Dit vraagt een zorgvuldige uitwerking van het reguleringskader omdat dit directe invloed heeft op de financierbaarheid van investeringen in het net op zee en op land en de risico's die de onderneming daarbij loopt. Gelet, bovendien, op de bijzondere situatie van windenergie op zee (gesubsidieerd systeem, planmatige uitrol, nieuw) is een apart reguleringskader nodig voor de investeringen die TenneT op zee moet doen. Gelet op de ervaring die er in Duitsland is met de verbinding van windparken op zee en de wenselijkheid van harmonisatie met andere Europese lidstaten is het Duitse kader als voorbeeld gebruikt bij de ontwikkeling van het beleid voor het net op zee.

### *Offshore netontwikkelingsplan*

Vanwege het belang van een planmatige aanpak van een net op zee is het wenselijk te werken met een offshore netontwikkelingsplan, vergelijkbaar met de plannen die netbeheerders voor netten op land maken. Ten aanzien van het net op zee is evenwel de complicerende factor dat de netbeheerder en marktpartijen in beginsel niet zelfstandig kunnen beoordelen op welke uitgangspunten het ontwikkelingsplan moet zijn gestoeld. Immers, waar en wanneer en met welke omvang windparken kunnen worden gerealiseerd is de komende jaren volledig afhankelijk van het stimuleringsbeleid van de rijksoverheid. Om die reden is sturing vanuit de rijksoverheid noodzakelijk tot het moment dat overheidsstimulering niet meer bepalend is voor de realisatie van windparken op zee. De sturing vanuit de rijksoverheid wordt vormgegeven door middel van een scenario. In het scenario wordt geschetst voor welke gebieden, met welk verwacht vermogen, in welke volgorde en wanneer in beginsel overheidsstimulering voor de realisatie van een of meerdere windparken beschikbaar komt en via welk technisch concept de parken worden aangesloten. De Minister van Economische Zaken stelt na een consultatie een scenario voor de realisatie van windparken op zee vast. Het scenario bevat een integrale afweging ten aanzien van de kosten van de windparken, ruimtelijke aspecten en consequenties voor de netbeheerder op zee. Een eerste scenario zal zien op de doelstelling voor windenergie op zee tot 2023 die in het Energieakkoord is opgenomen (3450 MW). Indien het scenario in de toekomst zou worden aangepast, zal opnieuw integrale afweging en besluitvorming plaatsvinden. Het scenario bakent de taak voor de netbeheerder op zee af. Op basis van het vastgestelde scenario stelt de landelijk netbeheerder tweejaarlijks een offshore netontwikkelingsplan op, gelijktijdig of geïntegreerd met het netontwikkelingsplan voor land. De toezichthouder toetst of het offshore netontwikkelingsplan aansluit bij het door de Minister van Economische Zaken vastgestelde scenario.

### *Realisatie offshore netontwikkelingsplan*

Het opstellen van een offshore netontwikkelingsplan heeft alleen meerwaarde als het vervolgens de basis is voor het realiseren van het net op zee. Dat betekent dat de netbeheerder op zee enerzijds de verplichting moet hebben het offshore netontwikkelingsplan uit te voeren. Anderzijds betekent het dat de netbeheerder er vanuit moet kunnen gaan dat als het offshore netontwikkelingsplan wordt uitgevoerd er achteraf geen discussie meer ontstaat in hoeverre gedane investeringen nuttig en noodzakelijk waren. Voor de projecten waarbij volgens het offshore netontwikkelingsplan de eerstvolgende jaren gestart moet worden met de aanleg volgt de nut en noodzaak van die projecten uit het netontwikkelingsplan. Ten aanzien van de projecten die daarna moeten starten volgt uit het plan dat het nuttig en noodzakelijk is de voorbereiding van die projecten te starten. Op deze wijze is er een balans tussen zekerheid voor de netbeheerder, het voortvarend kunnen realiseren van een net op zee en het voorkomen van onnodige of vroegtijdige investeringen.

### *Risico en aansprakelijkheid*

Het is wenselijk in de nieuwe wet duidelijkheid te bieden over risico's en aansprakelijkheid hiervoor. Met deze risico's kunnen grote bedragen zijn gemoeid. Onzekerheid hierover zou het tot stand komen van een net op zee en het realiseren van windparken op zee kunnen belemmeren. De wet moet daarom handvatten bieden om duidelijkheid te verschaffen voor windparkexploitanten en de netbeheerder over de verdeling van risico's en aansprakelijkheden.

Het gaat dan om het risico op te late oplevering van het net op zee en het risico van storingen. Het is van groot belang dat in een zo vroeg mogelijk stadium een tussen de exploitant van het windpark en de netbeheerder op zee afgestemde planning wordt gemaakt. Gedurende de looptijd van het project houden partijen elkaar op de hoogte en wordt wederzijds ingespeeld op veranderingen of vertraging in de planning. Het is immers maatschappelijk inefficiënt als een windpark gereed is zonder dat de elektriciteit getransporteerd kan worden of vice versa. De wet moet daarom een prikkel bieden voor een afgestemde planning zodat schade wordt voorkomen.

Als ondanks goede afstemming van plannings toch schade ontstaat door vertraging van de bouw van het net, dan is het redelijk dat de windparkexploitant hier in enige mate voor wordt vergoed vanaf een bepaald moment na het verstrijken van de deadline voor realisatie. Uitgangspunt hierbij is dat de misgelopen elektriciteitsverkoop niet voor vergoeding in aanmerking komt. Hiermee is er een duidelijke prikkel voor de windparkexploitant om de planning van het windpark goed af te stemmen op die van het net op zee. Misgelopen subsidie komt niet voor vergoeding in aanmerking, omdat de SDE+ voldoende ruimte biedt voor eventuele vertraging. Schade als gevolg van uitgestelde inkomsten kan als uitgangspunt wel voor vergoeding in aanmerking komen. Hiermee wordt voorkomen dat windparkexploitanten daadwerkelijk nadeel ondervinden van vertraging van het net op zee.

Mocht er schade optreden als gevolg van storingen, komt deze als uitgangspunt ook voor vergoeding in aanmerking, behoudens ingeval van een beperkte storingsduur per jaar die voor rekening van de windparkexploitant komt. Misgelopen subsidie door storingen komt niet voor vergoeding in aanmerking, omdat de SDE+ zal voorzien in mogelijkheden in andere jaren de gesubsidieerde productie alsnog te realiseren.

#### *Tariefsystematiek*

Ten aanzien van de tariefsystematiek voor een net op zee speelt een aantal vraagstukken, namelijk:

- de vraag of en hoe betaalde schadevergoedingen te verrekenen in de tarieven,
- de wijze waarop de efficiëntie van de netbeheerder wordt getoetst,
- de afschrijvingstermijn die gehanteerd wordt voor een net op zee,
- vanaf welk moment de gemaakte kosten in de tarieven kunnen worden verrekend en
- de verdeling van de kosten over verschillende netgebruikers.

De netbeheerder op zee mag eventueel te betalen schadevergoedingen verrekenen in de tarieven. Dit omdat de netbeheerder op zee vaak maar beperkte invloed heeft op vertraagde oplevering (bijvoorbeeld: vertraging door problemen met ruimtelijk inpassing of door vertraging in de levering van componenten voor het net). Slechts als sprake is van grove nalatigheid van de zijde van de netbeheerder zou dit anders moeten liggen. Te denken valt hierbij aan een eigen risico van € 10 miljoen per jaar, in lijn met de regeling hiervoor in Duitsland.

Het uitgangspunt is dat de doelmatigheid van een net op zee door ACM wordt beoordeeld met behulp van een projectspecifieke toets, omdat een internationale benchmark, gelet op de slechte vergelijkbaarheid van een net op zee, in beginsel niet goed bruikbaar is. Daar komt bij dat de kosten voor een net op zee in belangrijke mate afhankelijk zijn van de uitgangspunten en randvoorwaarden die door de rijksoverheid worden gesteld.



Voor een net op zee wordt een eigen afschrijvingstermijn gehanteerd die anders kan zijn dan de afschrijvingstermijn voor netten op land. Zo wordt in Duitsland door de toezichthouder een afschrijvingstermijn gehanteerd van twintig jaar. Hierbij wordt enerzijds de afhankelijkheid van één of enkele windparken meegewogen en anderzijds de mogelijkheden van gebruik van het net op zee op langere termijn. De toezichthouder bepaalt de daadwerkelijke afschrijvingstermijn. In de wet zullen hiervoor uitgangspunten worden opgenomen.

Ten slotte speelt rondom een net op zee vaak de vraag vanaf welk moment door de netbeheerder gemaakte kosten in de tarieven mogen worden verrekend. Door de vertraging in tariefvergoeding die er in het huidige wettelijke kader is, kan de tariefregulering leiden tot financieringsproblemen. Dit speelt vooral in de situatie waarin in toenemende mate investeringen moeten worden gedaan. Dit is evenwel geen reden om ten aanzien van een net op zee op dit punt een andere tariefregulering te hanteren dan voor netten op land. Immers, er is geen reden waarom gemaakte kosten ten aanzien van het net op zee op een ander moment zouden moeten worden meegenomen in de tarieven. Wel kan geconstateerd worden dat met het oog op de grote investeringen die TenneT de komende jaren zal moeten doen op land en de bijkomende investeringen ten aanzien van het net op zee, het wenselijk is te zorgen dat de vertraging van vergoeding van gemaakte kosten uit de regulering wordt gehaald. Dit betekent dat een zogenaamde t-0-regulering wordt gehanteerd. Gelet op de ervaring die er in Duitsland is met de wettelijk verankerde t-0-regulering, ligt het voor de hand aan te sluiten bij de Duitse systematiek. Dit houdt in dat de verwachte kapitaalkosten van een investering meteen in de tarieven kunnen worden opgenomen. Afschrijvingen worden vergoed vanaf het jaar van ingebruikname. De uitwerking van deze systematiek in het wetsvoorstel zal samen met ACM worden opgepakt.

### *5.3. Effecten voor de begroting*

Indien TenneT de integrale taak krijgt voor net op zee, zal dit gepaard gaan met grote investeringen. Zoals eerder al beschreven zullen de investeringen naar de huidige inzichten € 2 à 3 miljard bedragen. Door de grote investeringen in het net op zee, zal TenneT extra vermogen nodig hebben. De additionele kapitaalbehoefte ten laste van de rijksbegroting bedraagt naar verwachting € 200 tot 700 miljoen. De bandbreedte wordt veroorzaakt door onzekerheden in de regulering. Daarbij is uitgegaan van een investeringsprogramma van € 2,4 miljard. Wanneer de investeringen hoger uit zouden vallen, dan zal de kapitaalbehoefte ook stijgen. In het meest ongunstige scenario zou de additionele kapitaalbehoefte voor het net op zee kunnen oplopen tot ca. € 1 miljard. Het gevolg van de keuze om een deel van de hiervoor genoemde reguleringkaders ook op land toe te passen heeft overigens dalend effect op de reeds bestaande kapitaalbehoefte voor investeringen op land. Afhankelijk van de totale investeringsagenda kan dit effect oplopen tot enige honderden miljoenen. De kosten van de aanleg zal TenneT via de transporttarieven doorberekenen aan de gebruikers. Dit betekent dat de investeringen van TenneT met zekerheid zullen renderen, de hoogte van het rendement is echter onduidelijk want is mede afhankelijk van ACM.

In de raming van de SDE+ subsidie voor projecten van windenergie op zee zit een subsidie voor de aanleg van een elektriciteitskabel naar de kust. Indien de verantwoordelijkheid van de aanleg van een net op zee in handen komt van TenneT hebben windparkeigenaren dit deel van subsidie niet meer nodig. Om deze reden zal de raming van de SDE+ subsidie vanaf 2019 naar beneden bijgesteld worden. De SDE+ subsidie wordt betaald uit een duurzame energie opslag op de energierekening van burgers en bedrijven. Doordat de raming van de uitgaven vanaf 2019 naar

beneden wordt bijgesteld, zal deze heffing ook lager worden. Dit leidt tot een lastenverlichting bij de burger en bedrijfsleven. Hoe de verlaging SDE-heffing enerzijds en verhoging van transporttarieven anderzijds per saldo uitpakt voor burger en bedrijfsleven wordt nog onderzocht.

#### 5.4. Vervolgproces

De beleidsvorming rond windenergie op zee kent verschillende aspecten. Naast de hierboven geschetste uitgangspunten en randvoorwaarden spelen zaken als het uitgiftestelsel, het subsidieregime en de uitrolstrategie, inclusief de realisatie van windenergie op zee binnen de 12-mijlszone. De komende maanden vindt verdere uitwerking plaats van de verschillende elementen.

Het wetsvoorstel windenergie op zee zal naar verwachting na de zomer worden ingediend bij uw Kamer. Vooruitlopend op de herziening van de Elektriciteits- en Gaswet, krijgt TenneT in het wetsvoorstel windenergie op zee de taak voorbereidingshandelingen te treffen voor een net op zee. In een brief van 12 juni 2009 heeft de toenmalige Minister van Economische Zaken toegezegd vooruitlopend op besluitvorming over een wettelijke taak voor de landelijk netbeheerder voor de het net op zee, de landelijk netbeheerder vragen om door te gaan met het doen van voorbereidende werkzaamheden ten behoeve van een tijdige aansluiting van offshore windparken op de netinfrastructuur (Kamerstuk 31 239, nr. 64). Met het sluiten van het Energieakkoord is het starten met de voorbereidingen weer actueel geworden, omdat dat noodzakelijk is om de in het Energieakkoord afgesproken planning te halen. Daarom wordt voorgesteld dat TenneT de kosten van deze voorbereiding vanaf het sluiten van het Energieakkoord (6 september 2013) in de tarieven mag verrekenen. Dit zal in het wetsvoorstel windenergie op zee worden vastgelegd.

### 6. Lokale energie

In het kader van de visie op lokale energie is in gesprekken met stakeholders nagegaan welke regels en praktische bezwaren de ontwikkeling van lokale energie bemoeilijken. Hieruit is gebleken dat al veel mogelijk is binnen de bestaande regels; initiatieven hoeven dan ook in veel gevallen niet te wachten op wijziging van regelgeving.

Wel hebben de stakeholders elementen in de huidige regelgeving genoemd, die projecten moeilijk uitvoerbaar maken. Meest genoemd zijn de volgende elementen:

- De onmogelijkheid voor kleinverbruikers om geld te besparen met slim energiegebruik of slimme inkoop als gevolg van het gebruik van standaard gebruiksprofielen.
- De onmogelijkheid om het beheer over lokale infrastructuur te combineren met eigen opwekking en gebruik, hetgeen het lokaal afstemmen van vraag en aanbod en vraagsturing bemoeilijkt.
- De verplichting tot het hebben van een leveranciersvergunning met de daarbij geldende verplichting om aan elke afnemer te leveren, ook als de productie en levering slechts bedoeld zijn voor de eigen buurt.
- Regels en bepalingen rond de tarieven en voorwaarden.

Introductie en gebruik van de op afstand uitleesbare meetinrichting zal op termijn een einde maken aan de standaard gebruiksprofielen, waarmee dus aan het eerste bezwaar tegemoet kan worden gekomen. Of er werkelijk real time pricing plaatsvindt, is aan de leveranciers en hun klanten. Of dit tot de verwachte voordelen zal leiden moet uit de praktijk blijken.

De andere genoemde bezwaren raken aan de bestaande marktordening. De vraag is of er voor lokale energie regelgeving op maat kan komen en in

hoeverre het nodig is uitzonderingen te maken op uitgangspunten van het energiebeleid. Als uitzonderingen wenselijk zijn, is dit mogelijk via de reeds bestaande experimenteerbepaling voor lokale energie die afwijkingen van het reguliere wettelijke kader mogelijk maakt binnen de grenzen van het Europese recht. Concreet zullen voor een aantal projecten en initiatieven, die beperkt zijn in tijd en in omvang, afwijkingen worden toegestaan, zodat geëxperimenteerd kan worden met oplossingen voor bovengenoemde bezwaren. De uitkomsten van deze experimenten kunnen vervolgens aanleiding zijn wet- en regelgeving te herzien. Een concept van de experimenten-AMvB zal naar verwachting in mei bij uw Kamer worden voorgehangen.

## **7. Procedure STROOM**

De tijd tot de zomer zal worden gebruikt om een wetsvoorstel waarin de Elektriciteits- en Gaswet worden herzien op te stellen. In de zomermaanden kan het conceptwetsvoorstel dan geconsulteerd worden. Vervolgens zal het in procedure worden gebracht voor advisering door de Afdeling advisering van de Raad van State. Het streven is het wetsvoorstel uiterlijk begin 2015 bij uw Kamer in te dienen. Hiermee zou het mogelijk zijn het wetsvoorstel per 1 januari 2016 in werking te laten treden. Het halen van deze planning is van belang voor de afspraken in het Energieakkoord en ook gegeven het feit dat 1 januari 2017 een nieuwe reguleringsperiode van start zal gaan. Voor de afspraken van het Energieakkoord is met name het onderwerp net op zee van belang. Zonder wettelijke regeling van het net op zee per 2016 komt de planning voor windenergie op zee uit het Energieakkoord in gevaar. Daarom kies ik voor een fasering van de nieuwe wet. In de eerste fase wordt een herziene wet opgesteld, waarin de onderwerpen inrichting en taken netbeheer en tariefregulering inhoudelijk worden opgepakt. De regels inzake net op zee lopen hierin mee. De overige onderwerpen, zoals consumenten en levering en codes, worden technisch omgezet vanuit de vigerende wetten naar de nieuwe wet, zonder belangrijke inhoudelijke aanpassingen. Inhoudelijke aanpassingen ten aanzien van de overige onderwerpen, waarvan de hoofdlijnen in deze brief zijn geschetst, worden op een later moment in een tweede wetsvoorstel meegenomen. Met deze fasering kunnen we gezamenlijk werken aan een betere, eenvoudiger en toekomstbestendige energiewetgeving. Door deze fasering wordt de complexiteit van de herziening van de Elektriciteits- en Gaswet teruggebracht en is het met de beschikbare capaciteit beter uitvoerbaar. Hiermee wordt het risico op vertraging bovendien aanzienlijk beperkt, zodat de afspraken van het Energieakkoord op tijd kunnen worden uitgevoerd. Ten slotte kan de parlementaire behandeling zich dan concentreren op een aantal concrete onderwerpen in plaats van een breed palet aan onderwerpen.

De Minister van Economische Zaken,  
H.G.J. Kamp