

Verslag over de internetconsultatie 'Wijziging van het Besluit schadevergoeding net op zee'

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat, 29 oktober 2024

1. Inleiding

Een ontwerp van het wijzigingsvoorstel heeft openbaar voorgelegen van 27 november 2023 tot en met 10 december 2023.

De wijziging van het besluit is om twee redenen noodzakelijk. Ten eerste omdat het besluit niet aansluit bij de technische eigenschappen van gelijkstroomverbindingen (HVDC). Ten tweede omdat de elektriciteitsprijs dusdanig is gestegen en volatiel is gebleken dat dit kan leiden tot een aan de vergunninghouder van het windpark op zee te betalen bedrag aan schadevergoeding die wordt vastgesteld op basis van een elektriciteitsprijs die hoger is dan waar een windparkproducent redelijkerwijs rekening mee kon houden en waarvan de kosten worden gesocialiseerd via de nettarieven voor bedrijven en huishoudens.

Tijdens de consultatie is een niet-openbare reactie en drie openbare reacties ontvangen van de Nederlandse WindEnergie Associatie (NWEA, tegenwoordig NedZero), OWOP (Offshore Wind Operators Platform) en TenneT TSO B.V. Dit verslag beantwoordt de punten die aan de orde zijn gesteld in de openbare reacties op de consultatie.

2. Binnengekomen openbare reacties met beantwoording door het ministerie van Economische Zaken en Klimaat

De openbare reacties zijn hieronder op thema per indiener beantwoord. Als een eerder gegeven antwoord ook van toepassing is op een vraag van een andere indiener, dan wordt naar het eerste antwoord verwezen.

NWEA (NedZero)

1. *Voor nieuwe vergunningen die ná inwerkingtreding van de wijziging van het Besluit schadevergoeding net op zee worden afgegeven is NWEA het eens dat een schadevergoeding bij het (gedeeltelijk) niet beschikbaar zijn van het net op zee voor transport van de geproduceerde elektriciteit niet hoger hoeft zijn dan de werkelijk gederfde inkomsten (Nota van toelichting I.1).*

Ook begrijpt NWEA dat het SDEK-correctiebedrag geen goede weergave is van deze gederfde inkomsten omdat in dit correctiebedrag de periodes van negatieve prijzen niet worden meegenomen (van Brussel) en het daarmee dus geen jaargemiddelde weergave is van de marktprijs voor elektriciteit.

(...)

Daarom acht NWEA het beter om de schadevergoeding te baseren op de werkelijk gederfde inkomsten en geleden schade, zoals bijvoorbeeld gebruikelijk is bij de niet marktgebaseerde redispatch ([art 13 lid 7, sub b](#), vergoeding op basis van uurprijzen). Het risico voor de producent zit namelijk in het niet kunnen nakomen van leveringsverplichtingen niet-beschikbaarheid van het net op zee, daardoor moeten alternatieve bronnen (eigen productie of inkopen op markt) worden aangesproken.

Met het wijzigingsvoorstel van het besluit is niet voorzien om een wijziging aan te brengen aan de in het besluit gehanteerde uitgangspunten voor het vaststellen van het aan schadevergoeding te betalen bedrag. Ook met een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs zijn alle momenten in het jaar met de dan geldende elektriciteitsprijs bepalend voor de vaststelling van het SDEK-correctiebedrag. De toevoeging van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs heeft dus geen invloed op de vaststelling van het SDEK-correctiebedrag waartegen vergoed wordt. De maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs is enkel een aanvullend onderdeel in het besluit ter mitigatie van financieel maatschappelijke risico's. Pas als het SDEK-correctiebedrag dusdanig is gestegen dat deze de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs overstijgt, wordt er vergoed op basis van de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs. De maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs heeft daarom alleen betekenis als er een recht op schadevergoeding ontstaat in een jaar dat het SDEK-correctiebedrag de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs overstijgt.

2. *Het hoge prijsscenario uit de KEV van het jaar van het publiceren van de regeling voor de vergunningsverleningsprocedure van het windpark op zee, waarmee in de voorgestelde aanpassing van het besluit gerekend moet worden, (NvT I.3) is dat echter ook niet. Deze scenario's variëren sterk per uitgebrachte KEV en de marktinformatie die daarvoor gebruikt wordt geldt alleen voor de eerste 5 jaar, de jaren daarna zijn in de KEV gebaseerd op de op het moment van berekenen vastgestelde tot voorgenomen beleid van jaar 6 tot jaar 15. Deze scenario's zijn niet opgesteld om een maat te zijn van "daadwerkelijke inkomsten".*

Om zo'n prijsscenario te gebruiken voor de vergunningsperiode (35 tot 40 jaar) is daarmee arbitrair en kan van tender tot tender sterk wisselen, terwijl de gedeelde inkomsten bij geen transport per park vergelijkbaar zullen zijn.

De maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs in het wijzigingsvoorstel van het besluit biedt geen mogelijkheid om tussentijds bij te stellen. Dat terwijl de outlook van de prijsvoorspelling in het KEV en die de vergunninghouder van het windpark op zee maakt ten tijde van de vergunningaanvraag voor het windpark op zee beperkt is in tijd. Hierdoor is het waarschijnlijk dat tijdens de vergunningsduur de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs geen passende compensatie meer biedt als veranderende economische omstandigheden leiden tot veranderde elektriciteitsprijzen waar geen rekening mee gehouden kon worden ten tijde van de vergunningaanvraag, maar die wel van invloed zijn op de kosten en opbrengsten voor een vergunninghouder van een windpark op zee.

Met NWEA, OWOP en TenneT is besproken welke mogelijkheid er is om een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs te hanteren die onvoorziene sterke pieken van het SDEK-correctiebedrag mitigeert en de vergunninghouder van het windpark op zee een passende compensatie geboden wordt gedurende de vergunningsduur. Uitkomst van die gesprekken is dat voor de vaststelling van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs gebruik wordt gemaakt van het gemiddelde van de SDEK-correctiebedragen 5 jaren voorafgaand aan het jaar waarin een recht op schadevergoeding ontstaat met een toeslag van 50%. De vergunninghouder wordt dan vergoed tegen de elektriciteitsprijs die redelijkerwijs te verwachten is gelet op de prijsontwikkeling in de recente voorgaande jaren. De toeslag van 50 procent biedt ruimte voor redelijke prijsfluctuaties en mitigeert sterke prijsspieken ten opzichte van het 5-jarige gemiddelde. Deze methode biedt ruimte aan te sluiten bij structureel hogere elektriciteitsprijzen. Maatschappelijk financiële risico's worden verlaagd en een passende compensatie blijft geboden aan de vergunninghouder van het windpark op zee bij niet-beschikbaarheid van het net op zee.

3. *Deze voorgestelde aanpassing lijdt dus tot ongelijke behandeling van verschillende operators.*

In gesprek met NWEA, OWOP en TenneT is de methode voor het vaststellen van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs gewijzigd. Hierdoor wordt nu uitgegaan van een passende compensatie op basis van wat is te verwachten gelet op recente prijsontwikkelingen. Hierdoor geldt er voor elk windpark op zee een gelijke methode.

4. *Het veranderen van de regels voor bestaande parken en reeds vergunde projecten (NvT I.3: "...om vastgesteld te worden voor windparken waarvoor voor de inwerkingtreding van dit besluit een vergunning is aangevraagd of verleend.") is in strijd met het beginsel van rechtszekerheid meer in het bijzonder het uitgangspunt dat verkregen rechten moeten worden eerbiedigd. Een vergunninghouder heeft zijn bieding in de tender mede gebaseerd op een verwachting t.a.v. te ontvangen schadevergoeding bij niet beschikbaarheid van het net. NWEA verwijst voor nadere uitleg hierover naar de zienswijze van het Offshore Wind Operators Platform van NWEA (OWOP).*

Het is onterecht om aan te nemen dat verworven rechten absoluut zijn. Dat de verplichting tot het betalen van schadevergoeding ook niet absoluut is, is opgenomen in de memorie van toelichting bij de Wijziging van de Elektriciteitswet 1998 (tijdig realiseren doelstellingen Energieakkoord; Kamerstuk 2015/2016, 34 401, nr. 3). Daarbij is aangegeven dat 1) het aanleggen en beheren van een net op zee complex is en dat daar zaken kunnen mislopen, 2) dat het van belang is dat windparkexploitanten in een voorkomend geval een passende compensatie krijgen en 3) dat de netbeheerder van het net op zee alleen zelf voor de kosten opdraait als hem iets te verwijten valt.

Recent is gebleken dat elektriciteitsprijzen in korte tijd sterk kunnen stijgen. Hierdoor kan het door een windparkontwikkelaar te ontvangen bedrag aan schadevergoeding de passende compensatie overstijgen. Deze kosten leiden tot onverhoopte winsten die worden gesocialiseerd via de nettarieven waardoor maatschappelijk financiële lasten stijgen. Dit is aanleiding geweest voor het uitwerken van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs. Het belang van het blijven bieden van een passende compensatie heeft daarin centraal gestaan. Echter, wel met inachtneming van het mitigeren van het maatschappelijk financieel risico. Bekeken wordt of dit explicieter moet worden gemaakt in de Nota van Toelichting.

- 5. De achttien vergoedingsvrije onderhoudsdagen voor HVDC samen met 38 dagen voor eenmalig groot onderhoud (NvT I.2) betekent over de gehele looptijd van de vergunning maximaal twee volledige jaren niet-vergoede stilstand. Dat is een extreem grote kostenpost. Het zou de nota van toelichting evenwichtiger maken, als dat ook genoemd wordt.*

Gelijkstroomverbindingen worden vanaf IJmuiden Ver Alpha en Beta voor het eerst toegepast voor de windparken op zee. De 18 dagen noodzakelijk onderhoud per jaar is nodig zodat TenneT zijn werkzaamheden aan het net adequaat kan uitvoeren wat bijdraagt aan de beschikbaarheid van het net op zee. De 18 dagen is vastgesteld op basis van de technische eigenschappen van een gelijkstroomverbinding en kennis en ervaring van TenneT in Duitsland en gegevens van CIGRE en ENTSO-e, en daarmee met zorgvuldigheid en in redelijkheid vastgesteld. De periode van 18 dagen noodzakelijk onderhoud per kalenderjaar voor gelijkstroomverbindingen is uitvoerig besproken geweest met de sector.

- 6. Ook het feit dat er in de regeling slechts een beperkte prikkel zit voor Tennenet om dit onderhoud waar mogelijk efficiënter te doen. Evenwichtiger beleid is ook op dit vlak wenselijk. Een systeem dat Tennenet prikkelt om een hogere beschikbaarheid voor het 2GW systeem te bewerkstelligen dan historische beschikbaarheid zou moeten worden nagestreefd en dat betekent dus praktisch dat er een hogere beschikbaarheid moet worden gegarandeerd dan de ~95% die nu wordt voorgesteld. Het zou dan ook logischer zijn als dit ten minste aansluit op de energie gebaseerde beschikbaarheid die de analyses van Tennenet laten zien: 96,2%. Ook moet worden nagedacht om een extra prikkel bij Tennenet neer te leggen door bijvoorbeeld Tennenet een hogere beschikbaarheid te laten garanderen of Tennenet incentives te geven bij hogere beschikbaarheid, bijvoorbeeld d.m.v. incentive based regulation zoals de bonus-malus prikkelstructuur voor de NorNed-kabel, zie [3654_101783-2-76_BesluitAanvraagTenneT.pdf \(acm.nl\)](#) of [besluit-malus-tennet-voor-beschikbaarheid-norned-kabel-2022.pdf \(acm.nl\)](#). Tennenet zou dan een bonus kunnen verdienen bij beschikbaarheid boven 96,2% (ovk. de voorziene energiebeschikbaarheid) om de prikkel voor maximale beschikbaarheid te versterken. De "malus" voor Tennenet bestaat nu uit de max. EUR 10 mln die voor eigen rekening van Tennenet komt (dus niet kan worden opgevoerd als onderdeel van de nettarieven) bij lagere beschikbaarheid dan de 96,2% als er sprake is van grove nalatigheid. Nadeel hiervan is dat deze "malus" van EUR 10 mln. uit de totstandkoming van het net op zee uit de eerste fase met 700 MW AC-verbindingen komt en geen reflectie is voor de risico's voor de 2 GW systemen. Deze malus zou dus versterkt moeten worden, wellicht i.k.v de Energiewet. In de uitspraak van het Europese hof onderstreept de rechter het belang van onafhankelijk regulerende instanties, omdat de toezichthouder de voorwaarden bepaalt waartegen partijen op het net aangesloten worden.*

De memorie van toelichting van artikel 16f Elektricitwet 1998 (Kamerstukken II, 34401, nr 3), dat de grondslag biedt voor het Besluit schadevergoeding net op zee, merkt op dat een voldoende financiële prikkel wordt geboden doordat de netbeheerder van het net op zee opdraait voor de kosten als hem iets te verwijten valt. Belangrijk daarbij is dat de beoogde netbeheerder van het net op zee, TenneT, een stevige reputatie heeft omtrent de goede uitvoering van de wettelijke taken. Dit is mede geborgd doordat TenneT, net als andere netbeheerders, in publieke handen is. Bovendien kan ACM ook los van de financiële prikkels toezicht houden op de juiste uitvoering van de taken door netbeheerders. Nadere financiële prikkels zijn daarom overbodig. Het nadeel van extra financiële prikkels zou ook zijn dat de financiële risico's voor de netbeheerder van het net op zee hiermee zouden stijgen, waardoor in beginsel ook een hoger rendement geboden zou moeten worden met hogere toegestane inkomsten als gevolg.

Indien de windenergiesector van mening is dat deze prikkel naar huidige omstandigheden onvoldoende is, dan kan de ACM in het methodebesluit een additionele prikkel opnemen. Het methodebesluit wordt vijfjaarlijks vastgesteld en loopt eind 2026 af. De windenergiesector is door de ACM uitgenodigd mee te denken over het volgende methodebesluit.

- 7. NWEA betreurt het dat de sector niet eerder in het proces is betrokken zodat we samen met EZK, Tennet, de sector en de ACM hebben kunnen overleggen wat de beste oplossing is om tot een redelijke vergoeding te komen voor geleden schade bij (gedeeltelijke) niet beschikbaarheid van het net op zee, zoals wel en met succes gebeurt bij nieuwe ontwikkelingen voor het net op land.*

Door de destijds aanstaande aanvraagperiode voor de vergunning voor de windparken IJmuiden Ver Alpha en Beta was voorzien om met de internetconsultatie de sector inzicht te geven in de aanstaande wijziging van het besluit. Hierdoor konden marktpartijen voor de vergunningaanvraag rekening houden met de voorziene inhoudelijke wijzigingen. De maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs was een beleidsontwikkeling van vlak voor de start van de internetconsultatie die, in tegenstelling tot de 18 dagen noodzakelijk onderhoud per jaar, nog geen onderdeel is geweest van de gesprekken met de windenergiesector. Als gevolg van dit tijdsgebrek was voorzien om het proces vanaf de internetconsultatie te gebruiken om met de sector in gesprek te gaan over de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs. Uw reactie op de internetconsultatie heeft in een reeks constructieve gesprekken geleid tot een gewijzigde methode voor het vaststellen van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs.

OWOP

- 1. Het nemen van een investeringsbeslissing voor een windpark op zee is een extreem uitdagende exercitie. Hierbij moet er in korte tijd (<2jaar) een ontwikkelingsproject worden opgewerkt tot een bod waaraan de ontwikkelaar, na het winnen van de tender, op straffe van verbeuring van een bankgarantie kan worden gehouden. Bij het doen van een bieding voor een windpark op zee moet de windparkontwikkelaar financiële zekerheid stellen aan de overheid. Het doen van een investeringsbeslissing gaat daarom gepaard met een enorme kapitaalcommitment. Om dit te kunnen doen, rekent de offshore windsector dan ook op een reguleringskader wat betrekking heeft op de uitgaven en inkomsten die gekoppeld zijn aan de investering, gedurende de exploitatieperiode van het windpark. Met de Wijziging van het Besluit schadevergoeding net op zee (Besluit), zoals dat nu is voorgesteld, wordt dit reguleringskader zodanig gewijzigd dat het niet meer toereikend is. OWOP wijst erop dat de beschikbaarheid van het net op zee, waarbij de windpark exploitanten afhankelijk zijn van TenneT, een cruciale bouwsteen is in dat reguleringskader. Dit was dan ook een van de redenen waarom de overheid in 2014, in samenspraak met TenneT en de sector, tot de conclusie was gekomen dat het plaatsen van de verantwoordelijkheid voor het net op zee bij TenneT gepaard zou moeten gaan met een solide en dekkend compensatiemechanisme, om zodoende zekerheid te geven over de beschikbaarheid van het net op zee.*

De uitdagingen voor windparkontwikkelaars worden gezien en zijn een doorlopende zorg vanwege het risico op het vertragen of buitenbeeld raken van de doelstellingen voor windenergie op zee. Daarnaast zijn er ook andere ontwikkelingen, zoals snel stijgende en volatiele elektriciteitsprijzen die leiden tot hoge maatschappelijke financiële risico's. De maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs heeft als doel het financiële risico van windparkontwikkelaars beter in balans te brengen met het maatschappelijk financieel risico. Uitgangspunt is dat een vergunninghouders van een windpark op zee een passende compensatie geboden blijft gedurende de vergunningsduur.

- 2. Gezien het feit dat een investeringsbeslissing genomen wordt voor 30-40 jaar, is het een gegeven dat de elektriciteitsprijzen over deze gehele periode zullen schommelen, waar hogere prijsniveaus zich zullen afwisselen met lagere prijsniveaus. Het uitgangspunt voor het nemen van een investeringsbeslissing is dan ook het hanteren van een gemiddelde prijs, waarbij het ook kunnen rekenen op hogere prijsniveaus tijdens een x aantal uren, in combinatie met beschikbaarheid van het net op zee, een ankerpunt is voor het kunnen opvangen van lagere prijsniveaus. Door een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs te introduceren zet de wijziging van het Besluit dit cruciale uitgangspunt op losse schroeven. Met de introductie van de maximale elektriciteitsprijs daalt de gemiddelde prijs immers*

onverkort nu er geen minimaal te vergoeden elektriciteitsprijs in het concept Besluit wordt geïntroduceerd. In andere woorden: met de introductie van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs kunnen de verliezen gedurende de exploitatie van het windpark niet worden gecompenseerd wat oneigenlijke gevolgen heeft voor de business case.

(...)

Er zijn in toenemende mate ook momenten dat de prijs per MWh zeer laag is of zelfs negatief. Rekening houdend met de huidige onzekerheid over tijdige activering en synchronisatie (met de uitrol van windenergie op zee) van vraagstimuleringsbeleid en een push van de aanbodkant zullen veelvuldiger negatieve prijzen ontstaan. Dit maakt de businesscase van zowel bestaande als nog te vermarkten windprojecten onzeker. Graag waken de windturbine exploitanten voor het introduceren van crisismaatregelen; die horen niet thuis in een schadevergoedingsbesluit.

Indiener veronderstelt een werking van de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs die onjuist is. Ook met een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs zijn alle momenten in een jaar met de dan geldende elektriciteitsprijs bepalend voor de vaststelling van het SDEK-correctiebedrag die wordt gebruikt voor het bepalen van het bedrag aan schadevergoeding. Voor een aanvullende toelichting over de werking wordt verwezen naar het antwoord op de reactie van NWEA onder punt 1.

- 3. Reden temeer om geen maximering in te stellen is het feit dat de incentive voor de netbeheerder op deze manier maximaal blijft om bij geplande onbeschikbaarheid van het net op zee de gedeerde inkomsten van de windparkexploitant cq schadevergoedingen door TenneT zo laag mogelijk te houden.*

Wat betreft de prikkel voor TenneT wordt verwezen naar het antwoord op de reactie van NWEA onder punt 6. Voor zover het gaat om het uitvoeren van gepland onderhoud wordt verwezen naar de Nota van Toelichting. Hierin staat dat om het onderhoud zo min mogelijk weersafhankelijk te laten zijn de TenneT gelijkstroomplatforms voorzien worden van een helikopterdek. Een adequate beschikbaarheid van reserveonderdelen draagt ook bij aan het zo kort mogelijk houden van de (gedeeltelijke) niet-beschikbaarheid van het net op zee. De netbeheerder van het net op zee houdt in de uitvoering van het preventieve redelijkerwijs noodzakelijk onderhoud zoveel als mogelijk rekening met de windluwe periodes (zomerperiode) en is verplicht het moment van onderhoud af te stemmen met de windparkproducent. Hierdoor zijn er meer aaneengesloten werkbare dagen beschikbaar en wordt het verlies aan transport zoveel als mogelijk beperkt. Noodzakelijk onderhoud in geval van storingen laat zich niet plannen. De tijd benodigd om het onderhoud uit te voeren is dan afhankelijk van de aard en omvang van de storing en de bereikbaarheid vanwege het weer.

- 4. Ook de woordkeuze van de nota van toelichting strookt wat OWOP betreft niet met de uitgangspunten die marktpartijen in acht nemen bij het nemen van investeringsbeslissingen voor windparken op zee, het suggereert overwinsten door te hoge compensatie, terwijl een investeringsbeslissing wordt genomen op basis van een baseline scenario voor een lange termijn en dus een tijdshorizon kent van 30-40 jaar. Anders gezegd: er wordt gerekend met een combinatie tussen hoge- en lage prijsscenario's voor lange termijn, waarbij de korte termijn schommelingen noodzakelijk zijn om het baseline scenario te behalen. Door de prijsontwikkelingen op de korte termijn eenzijdig niet in de uitwerking van het Besluit mee te nemen, raakt de begroting op de termijn van het project (30-40 jaar) uit balans.*

In internationale context en Europese regelgeving wordt gebruik gemaakt van 'windfall profits' om aan te duiden dat het gaat om winsten die niet voortkomen uit directe en geplande acties van een bedrijf, maar uit onverwachte externe veranderingen in de marktomstandigheden; veranderingen die niet konden worden voorzien op het moment dat de initiële investeringsbeslissing werd genomen. 'Windfall profits' kan zich op verschillende manieren vertalen naar het Nederlands. De nota van toelichting zal worden aangepast om beter aan te sluiten bij deze definitie.

- 5. In de nota van toelichting wordt tevens gerefereerd naar de extreme schommelingen van de SDEK-correctiebedragen tussen de 30-192 euro/MWh. Dit maakt des te meer duidelijk dat een windpark exploitant in zijn businesscase gedurende de levensduur van het*

windpark lagere prijsniveaus moet compenseren met hogere prijsniveaus, zeker gezien het feit dat er in Nederland ook al volledig subsidie-vrije windparken zijn gerealiseerd en vergund waar dit concept Besluit ook op van toepassing is. De wijze waarop een investeringsbeslissing kan worden genomen en de verstoring daarvan door de voorgenomen wijziging van het Besluit wordt miskend en ook gelet daarop is onvoldoende gemotiveerd waarom de voorgenomen wijziging van het Besluit getuigt van behoorlijk bestuur. Tegelijkertijd hebben recente macro economische ontwikkelingen niet alleen geleid tot een (tijdelijk) sterk verhoogde en volatiele elektriciteitsprijs, het heeft ook geleid tot een sterke stijging van de exploitatie- en financieringskosten van een windpark op zee. Deze verhoogde exploitatie- en financieringskosten van een bestaand windpark op zee worden niet gecompenseerd in de SDE opzet door een correctie van het toegekende subsidiebedrag met een vergelijkbare inflatiecorrectie. Dat geldt te meer bij subsidievrije parken. Dat er sprake is van een markt waarbij de parameters over een (middel)lange termijn significant onderling kunnen bewegen als gevolg van markt (prijs, maar ook geopolitieke) ontwikkelingen, is al in 2020 door Afry bevestigd in het rapport 'The business case and supporting interventions for Dutch offshore wind', dat tot stand kwam in opdracht van het Ministerie van EZK en in nauwe samenwerking met de windsector werd samengesteld. Kortstondige prijssprinkels hebben een functie in de markt. Ze brengen vraag en aanbod in balans. Deze horen ook in de business case om tot een acceptabel niveau van gemiddelde winsten te komen. Daarbij komt dat de voorgenomen wijziging van het Besluit enkel mogelijkheden creëert, maar de daadwerkelijke uitwerking daarvan verlegt naar ministeriële regelingen, en ook overigens de uitoefening van de mogelijkheden niet clauseert.

Gedurende een jaar zullen lage en hoge elektriciteitsprijzen voorkomen. Deze leiden over een jaar tot een SDEK-correctiebedrag waartegen de hoogte van de betalen schadevergoeding wordt bepaald in geval van niet-beschikbaarheid. Een jaar met overwegend hogere elektriciteitsprijzen leidt dan ook tot een hoger SDEK-correctiebedrag, en vice versa.

In de beantwoording van de reactie van NWEA onder punt 2 is erkend dat wijzigingsvoorstel van het Besluit geen mogelijkheid biedt de vastgestelde maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs tussentijds bij te stellen en dat dit onwenselijk is. In gesprek met NWEA, OWOP en TenneT is de methode voor het vaststellen van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs gewijzigd. Voor de vaststelling van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs wordt gebruik gemaakt van het gemiddelde van de SDEK-correctiebedragen 5 jaren voorafgaand aan het jaar waarin een recht op schadevergoeding ontstaat en met een toeslag van 50 procent. De vergunninghouder wordt dan vergoed tegen de elektriciteitsprijs die redelijkerwijs te verwachten is gelet op recente prijsontwikkelingen. Deze methode is eenduidig en transparant voor alle windparken op zee en vereist geen additioneel vast te stellen elektriciteitsprijs in een ministeriële regeling.

6. *Dat raakt enerzijds aan de rechtsbescherming van belanghebbenden (immers kan geen bestuursrechtelijk rechtsmiddel tegen een ministeriële regeling worden aangewend) en anderzijds is er ook geen manier voor belanghebbenden om af te dwingen dat de te betalen maximale prijs wordt bijgesteld op basis van danmalige omstandigheden. De voorgenomen wijziging van het Besluit geeft geen blijk van de afwegingen die een rol zouden spelen bij de vaststelling noch van de wijze waarop recht wordt gedaan aan de belangen c.q. de bedrijfseconomische onderbouwingen van de betreffende windparken en is reeds daarom in strijd met het zorgvuldigheidsbeginsel. Het uitstellen van de daadwerkelijke vaststelling en de vaststelling van de criteria en gezichtspunten daarvoor is in strijd met het beginsel van fair play nu niet alleen de spelregels worden gewijzigd tijdens het spel – met financiële onzekerheid tot gevolg – maar ook de uiteindelijke spelregels volledig onduidelijk zijn.*

(...)

Het introduceren van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs met alle gevolgen van dien voor bestaande parken en reeds vergunde projecten (NvT I.3: "...om vastgesteld te worden voor windparken waarvoor voor de inwerkingtreding van dit besluit een vergunning is aangevraagd of verleend.") getuigt van onbehoorlijk bestuur en doet afbreuk aan de rechtszekerheid. Bij de tenderbieding hebben de windparkexploitanten geen rekening

kunnen houden met deze aanpassing en zijn er door de overheid en haar instanties op geen enkele manier aanwijzingen gegeven dat dit in de toekomst het geval zou zijn.

(...)

Het voornemen om het Besluit te wijzigen leidt dan ook tot onredelijke gevolgen voor al genomen investeringen, daar waar de windparkexploitanten hier geen rekening mee hadden kunnen houden ten tijde van de bieding. De voorgestelde regeling moet binnen de in artikel 16f lid 2 Elektriciteitswet 1998 neergelegde waarborg blijven dat de producent in beginsel recht heeft op vergoeding van de door de haar geleden schade, waarbij zowel verwezen wordt naar gevolgschade en de schade ten gevolge van gedeerde of uitgestelde inkomsten. Het belang van het wegnemen van onzekerheden voor de windsector is overigens meest recentelijk ook weer onderstreept in het rapport 'Keuzewijzer Klimaat en Energie' (dat door Noe van Hulst tbv de formatie n.a.v. de verkiezingen is opgesteld). Ook in dat verband menen we dat het voorgenomen Besluit niet verenigbaar is met de wettelijke regeling in de Elektriciteitswet 1998, nu de betreffende bestanddelen van de compensatie daarin worden geregeld en het wettelijk kader geen ruimte biedt tot het beperken van die bestanddelen, enkel van het uitwerken. Anders gezegd: het wettelijk kader biedt geen ruimte de hoogte van de compensatie te maximeren.

Gezien het voorgaande bepleit OWOP ten eerste om af te zien van de introductie van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs (zie voor een betere oplossing de algemene NWEA reactie). Mocht er onverhoopt toch worden gekozen om deze wijziging van het Besluit door te zetten, dan is OWOP van mening dat de voorgestelde aanpassing om de te vergoeden elektriciteitsprijs te maximeren niet van toepassing kan zijn op al vergunde windparken.

Het is onterecht om aan te nemen dat verworven rechten absoluut zijn. Dit betekent ook dat gelet op de verschillende relevante belangen, zoals het maatschappelijk financieel risico, wijzigingen kunnen ontstaan om zo goed als mogelijk aan alle relevante belangen recht te doen. Hiervoor wordt verwezen naar het antwoord op de reactie van NWEA onder punt 4.

De wetsgeschiedenis van artikel 16f geeft aan dat in het besluit het compensatiemechanisme verder is uitgewerkt. Onderdeel hiervan is welke aspecten bij de compensatie betrokken kunnen worden en in welke situaties dat is. Daarbij zal worden bepaald wat onder schade ten gevolge van uitgestelde inkomsten wordt verstaan (tijds waarde van geld in relatie tot het later genieten van inkomsten) en hoe dat vastgesteld kan worden (bijvoorbeeld hoe de discontovoet wordt bepaald). Dit betekent dat het besluit invulling geeft aan de omstandigheden wanneer sprake is van een passende compensatie en hoe hoog die dan moet zijn. Een wijziging van het besluit wordt in ontwerp aan beide kamers der Staten-Generaal overgelegd.

Mocht een recht ontstaan op schadevergoeding en de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs van toepassing zijn, dan kan men in de procedure van afwijzing of toekenning van een bedrag aan schadevergoeding in bezwaar en beroep gaan tegen de maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs; de zogeheten exceptieve toetsing.

TenneT

- 1. Om het onderhoud uit te kunnen blijven sluiten van het Besluit is TenneT verheugd dat haar berekening van het aantal dagen dat redelijkerwijs nodig is voor onderhoud is overgenomen voor het Ministerie van Economische Zaken en Klimaat en voor de gelijkstroomverbindingen zal worden verhoogd naar 18 dagen onderhoud per jaar. Wij willen u er op wijzen dat het mogelijk 'banken' van deze dagen, dat wil zeggen het kunnen opsparen van deze dagen en kunnen inzetten wanneer onderhoud nodig is, door TenneT wordt gezien als maatschappelijk waardevolle overweging. Niet-voorzien onderhoud laat zich niet plannen en beperken tot een aantal dagen per jaar. Het ene jaar kan het zijn dat de niet-beschikbaarheid van het net op zee lager is dan deze 18 dagen, terwijl het andere jaar de niet-beschikbaarheid wellicht hoger is dan 18 dagen. In het eerste geval is het waarschijnlijk dat dit leidt tot een financiële upside voor de vergunninghouder van het windpark, immers, kan deze meer dagen dan voorzien in zijn/haar business case de elektriciteit van het windpark naar land transporteren en vermarkten; dat is in beginsel goed nieuws. Echter, het tweede geval leidt tot een down-side voor de maatschappij*

(middels compensatiebetalingen via TenneT die via de transporttarieven door alle aangesloten worden betaald). TenneT geeft ter overweging mee, om in aanvulling op de geconsulteerde regeling, te overwegen om bijvoorbeeld met een compensatiefonds te werken en een (deel van een) eventuele financiële upside in het ene jaar in een fonds te storten ("banking"). Uit dit fonds wordt een schadevergoeding allereerst gecompenseerd voor een jaar waarin de niet-beschikbaarheid hoger is dan 18 dagen. Op die manier kunnen de baten en lasten van het besluit schadevergoeding meer gebalanceerd worden gedragen door de vergunninghouders van windparken en de maatschappij. Een ander goed voorbeeld waarbij over meerdere jaren wordt gekeken naar niet-beschikbaarheid, is van toepassing in Frankrijk. In Frankrijk geldt voor "gepland" onderhoud een periode van 44 dagen verdeeld over 4 jaar waarin er geen recht op schadevergoeding geldt. Aanvullend geldt voor "on gepland" onderhoud in Frankrijk ook een MWh-buffer per MW transportcapaciteit die niet beschikbaar is. Over een eventuele verdere uitwerking van een 'banking regeling' zijn wij graag bereid mee te denken.

TenneT heeft voor het bepalen van de 18 dagen redelijkerwijs noodzakelijk onderhoud per kalenderjaar een berekening uitgevoerd op basis van de historische gegevens van bestaande gelijkstroomverbindingen, RAM-rapporten (Reliability, Availability, and Maintainability) van de functionele onderdelen en beschikbare gegevens van CIGRE¹ en ENTSO-e². Aangegeven is dat de betrouwbaarheid van een gelijkstroomverbinding echter van sterk stochastische aard is, dat mede afhankelijk is van de lengte van de betreffende verbinding van het net op zee. Dit betekent dat de 18 dagen redelijkerwijs noodzakelijk onderhoud per kalenderjaar voor gelijkstroomverbindingen ondanks het gebruik van de meest actuele beschikbare een verwachte gegevens een benadering is voor generieke toepassing voor alle aan te leggen gelijkstroomverbindingen.

Met de toevoeging aan het Besluit van de 18 dagen onderhoud per jaar voor gelijkstroomverbindingen is aangesloten bij de huidige opzet van het besluit. Tevens is dit in overeenstemming met hoe een compensatieregeling ook in Duitsland is geregeld voor gelijkstroomverbindingen. Vooralsnog is er geen aanleiding voor een andere opzet van het besluit.

- 2. Tot slot 1 tekstuele suggestie: Onder "Artikel 2 wordt als volgt gewijzigd..." wordt daarnaast een voorstel tot wijziging van "Artikel 2a" gedaan. Ons voorstel zou zijn om dit als een apart onderdeel te benoemen. Daarnaast wordt in dat voorstel de "De producent" vervangen door "De netbeheerder van het net op zee". Die wijziging lijkt ons logisch, echter bevat de zin tweemaal "de producent". Onze suggestie is expliciet te maken dat het om de eerste keer gaat dat "de producent" genoemd wordt.*

Dank voor de suggestie. Wij bekijken dit in de uitwerking van het wijzigingsvoorstel ter advisering bij de Raad van State.

3. Vervolg

Het wijzigingsbesluit zal worden aangepast naar de gewijzigde methode voor de vaststelling van een maximaal te vergoeden elektriciteitsprijs. Ook zal de Nota van Toelichting hierop worden aangepast en worden aangevuld waar nodig zoals hiervoor aangegeven.

Parallel aan de voorziene wijziging van het Besluit schadevergoeding net op zee vindt de totstandkoming plaats van de Energiewet waarin de inhoud van het besluit op zeker moment onderdeel uit moet gaan maken van het Energiebesluit. De wijziging van het Besluit schadevergoeding net op zee en het Energiebesluit bevinden zich in dezelfde fase. Voor het vervolg wordt de voorziene wijziging in het Energiebesluit geïntegreerd.

Volgende stap is dat het Energiebesluit met daarin het Besluit schadevergoeding net op zee en de voorziene wijzigingen wordt voorgehangen in het parlement en voor advies naar de Afdeling advisering gaat van de Raad van State.

¹ The International Council on Large Electric Systems

² European Network of Transmission System Operators for Electricity