

Notitie

Petten, 10 juli 2014

Afdeling Policy Studies
Van Frans Nieuwenhout, Edwin Wiggelinkhuizen
Aan Ministerie van Economische Zaken/Directie Energiemarkt

ECN-N--14-020

Kopie

Onderwerp **Publieksversie validatie DNV GL document “Review – Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee”**

1. Inleiding

De notitie die voor u ligt beschrijft de review van het DNV GL document “Review – Netontwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee”, uitgevoerd door ECN in opdracht van het ministerie van Economische Zaken (EZ). TenneT heeft een technisch concept ontwikkeld voor infrastructuur op zee, inclusief een kostenraming. TenneT heeft aan DNV GL gevraagd om een validatie uit te voeren op dit concept en de bijbehorende kostenraming. EZ heeft ECN gevraagd om een toets te doen op de validatie van DNV GL en een notitie te schrijven op basis waarvan kan worden vastgesteld of ECN de conclusies van DNV GL onderschrijft. Ook is aan ECN gevraagd een eerste indicatie te geven van de impact die deze kostenraming heeft op de bedragen van de SDE+.

Het werk van ECN betreft een kwalitatieve toetsing van de gevolgde aanpak van de economische en technische review door DNV GL, op basis van het DNV GL document “Review – Netontwerp en uitrolstrategie Wind op Zee” (DNV GL, 2014) en verschillende onderliggende documenten van DNV GL (DNV GL, 2009), TenneT (TenneT, 2014a), (TenneT, 2014b), (TenneT, 2014c) en ECN (ECN, 2013). Deze documenten beschrijven de systeemopbouw van een net op zee, de globale planning van uitrol en de aansluiting van de verschillende aangewezen kavels, de toe te passen technologie en de financiële consequenties van deze keuzes. DNV GL heeft op basis van de stukken van TenneT een vergelijking gemaakt tussen drie opties voor het aansluiten van de kavels: het ‘Modulaire hub-concept’ (de uitrolstrategie van TenneT), het ‘Stopcontact op zee’ en de standaardconfiguratie.

In deze notitie wordt eerst ingegaan op het effect op de Levelized Cost of Energy (LCOE) van het aanwijzen van TenneT als netbeheerder op zee. Vervolgens wordt ingegaan op de beoordeling van DNV GL van de mogelijke voordelen van de verschillende technische concepten. De gegevens waarop deze notitie is gebaseerd zijn aangeleverd door DNV GL en zijn niet door eigen onderzoek van ECN verkregen. ECN heeft binnen deze opdracht zelf geen gegevens verzameld en slechts beperkt berekeningen uitgevoerd.

2. TenneT als netbeheerder op zee: impact op LCOE

DNV GL concludeert dat de aanwijzing van TenneT als netbeheerder op zee mogelijkheden biedt tot substantiële besparingen op de LCOE voor de totale kosten van wind op zee. Een totale kostprijsreductie in de orde van 10% wordt voorzien. Deze is uit de volgende bijdragen opgebouwd (met tussen haakjes de door DNV GL ingeschatte besparing op de LCOE):

- a) Besparingen op investeringen voor de infrastructuur (verlaging CAPEX): (3%)
- b) Besparingen op onderhoud en bedrijfsvoering infrastructuur (verlaging OPEX): (0,1%)
- c) Besparingen op kosten van kapitaal (lagere kapitaallasten): (3%)
- d) Hogere beschikbaarheid door redundantie in de netaansluiting: (0,1-2%)
- e) Langere afschrijvingstermijn: (enkele procenten)

Ad a) De bijdrage van de CAPEX van de infrastructuur bestaat uit een aantal posten die alle relatief conservatief zijn ingeschat. TenneT verwacht een grote bijdrage van netoptimalisatie, die is opgebouwd uit de volgende componenten: het niet hoeven te bouwen van verzamelplatforms in de afzonderlijke windparken, standaardisatie van de centrale AC-platforms en vermindering van kosten van exportkabels en van duindoorkruisingen. De mogelijkheid om langere verbindingen met wisselspanning (AC) te maken via bestaande platforms halverwege biedt verdere kostenbesparingen voor de ver weg gelegen windparken. Tot 2023 is dit waarschijnlijk niet relevant. DNV GL heeft dit mogelijke voordeel dan ook niet meegenomen. Het totaal levert een besparing op de LCOE op die door DNV GL is berekend op 3%. ECN kan zich vinden in deze laatste uitkomst.

Ad c) TenneT heeft lagere rendementseisen dan particuliere ondernemingen. Bovendien kan TenneT via de eigen balans financieren. Dit leidt tot een WACC voor offshore wind (OWF en infra) die 0,5% - punt lager ligt dan wanneer de aansluiting door een marktpartij wordt aangelegd. Als gevolg hiervan kan de LCOE dalen met ongeveer 3%. Hierbij zijn eventuele indirecte effecten op de financiën van de aandeelhouder (de Nederlandse staat) buiten beschouwing gelaten.

Ad d) Redundantie: In het huidige ontwerp van TenneT van het 'modulaire hub-concept' is beperkte standaard redundantie ingebouwd, met name door de dubbele verbinding van het offshore platform naar land. Bij het uitvallen van één van de exportkabels kan nog minstens de helft van het windvermogen over de andere kabel worden getransporteerd. Omdat op het netwerk op zee geen afnemers direct zijn aangesloten, kunnen eventueel minder strikte eisen aan redundantie worden gesteld dan voor het net op land. Indien er substantiële kostenbesparingen te bereiken zijn door eisen aan redundantie te verlagen - niet te verwarren met verlaging van eisen aan de netbeveiliging - dan zou dat te prevaleren zijn. Het reguleringskader voor netbeheer op zee zou hiervoor ruimte moeten bieden, om deze besparing op uitgaven ook daadwerkelijk te kunnen realiseren.

Ad e) Vergelijkbaar met punt c) betreft het effect van de door TenneT gehanteerde langere afschrijvingsduur in vergelijking met commerciële bedrijven een verschil in waardering die bepaald wordt door de gereguleerde inkomsten van TenneT.

Een voorwaarde bij het aanwijzen van TenneT als verantwoordelijk netbeheerder op zee is dat het proces en vooral de timing van het verlenen van vergunningen en het toekennen van subsidies aan windparken goed afgestemd moet worden met de netontwikkelingsplannen. Dit om te voorkomen dat er stranded assets gaan ontstaan met de daaruit voortvloeiende hoge maatschappelijke kosten. Als TenneT windparken op zee gaat aansluiten in groepen van twee - en de aansluiting van een van die

parken is enkele jaren vertraagd - dan kunnen de hierdoor gederfde inkomsten de voordelen boven een individuele aansluiting naar land teniet doen. De gecoördineerde aanpak van het aansluiten van windparken op zee door TenneT leidt tot besparingen die door DNV GL zijn berekend op ongeveer 10% van de LCOE. ECN kan zich vinden in de orde van grootte van deze besparingen maar is niet in de positie om de door DNV GL gehanteerde percentages te bevestigen. Wel is het van belang om de mogelijke reductie in baten mee te nemen indien een van de twee windparken later wordt aangesloten op het TenneT-platform. Een vertraging van ongeveer twee jaar zou de baten van gecoördineerde aansluiting teniet kunnen doen. Door expliciete aandacht te geven aan een goede afstemming tussen TenneT en windparkontwikkelaars, moet de kans op onderbenutting van de transportinfrastructuur beperkt gehouden worden.

ECN concludeert dat gecoördineerde aansluiting van windparken op zee door TenneT naar alle waarschijnlijkheid leidt tot een lagere LCOE en daarmee tot lagere maatschappelijke kosten dan individuele aansluitingen. Dit is in lijn met de bevindingen van DNV GL.

3. TenneT als netbeheerder op zee: impact op SDE-budget

Als de door DNV GL berekende besparingen gerealiseerd worden, zal het verschil tussen de productiekosten van wind op zee en de groothandelselektriciteitsprijs kleiner worden. Bij productiekosten van gemiddeld 153 EUR/MWh (dit zijn kosten inclusief de netaansluitingskosten op basis van individuele aansluitingen), is de besparing circa 15 EUR/MWh.

Als tevens de parken ontwikkeld worden in volgorde van oplopende kosten tot een vermogen van 3450 MW conform Energieakkoord, dan levert dat een besparing op van ongeveer 200 miljoen euro per jaar. Deze kan over een periode van 15 jaar oplopen tot een besparing van 3 miljard euro.

4. TenneT netbeheerder op zee; Keuze uit technische opties

TenneT heeft in haar Visie Netontwerp en uitrolstrategie, Toekomstbestendige netoptimalisatie van april 2014 een voorkeur uitgesproken voor gecombineerde, of cluster verbindingen. Indien TenneT verantwoordelijkheid voor alle nieuwe aansluitingen op zee gaat krijgen, dan vallen daar ook de nabijgelegen aansluitingen onder, zoals bijvoorbeeld de aansluitingen die nog binnen de 12-mijlszone vallen. Het is niet waarschijnlijk dat voor alle nabij de kust gelegen aansluitingen een gestructureerde oplossing met aansluiting van twee windparken op een gestandaardiseerd platform de laagste kosten optie zal zijn. TenneT zal daarom ook alternatieven anders dan de standaardoplossing moeten meenemen. Dit geldt met name voor oplossingen binnen de 12-mijlszone.

5. Algemene opmerkingen over de technische concepten

- a) De keuze voor een gecoördineerde aanpak, zoals bij het stopcontact op zee en het modulaire hub-concept, impliceert verantwoordelijkheid voor TenneT. Ook in geval van individuele aansluitingen zijn door aanwijzing van TenneT als verantwoordelijke kostenvoordelen te behalen. Wel zullen deze kostenvoordelen beperkter zijn als er ook minder mogelijkheden zijn voor standaardisatie.
- b) Redundantie in het offshore net wordt enkel beschouwd vanuit het oogpunt van vergroting van de jaarlijkse productie. De jaarlijkse productie kan stijgen door de kleinere impact die uitval van een component door falen of onderhoud kan hebben. Er wordt geen vergelijking gemaakt met de eisen aan de betrouwbaarheid van het net op land.
- c) Het standaardscenario met individuele aansluitingen per windpark is aangenomen als referentie waartegen de kostenbesparingen worden afgezet.

6. Beschrijving en vergelijking van de technische concepten

- a) Het voorgestelde 'modulaire hub-concept' is volgens ECN, in lijn met de review van DNV GL, technisch haalbaar.
- b) Voor aansluiting van het offshore windvermogen binnen het Energieakkoord volgens het modulaire hubconcept wordt enkel 220 kV HVAC-technologie beschouwd, omdat de benodigde ontwikkeltijd van 380 kV HVAC-technologie naar verwachting te lang is.
- c) De schaalbaarheid van het modulaire hub-concept wordt geïnterpreteerd als het gefaseerd kunnen uitbreiden van het net op zee in stappen van 600MW, gelijk aan de capaciteit van de gestandaardiseerde platforms.
- d) Bij de gekozen spanning van de kabelstrengen naar de aangesloten windparken (36 kV, 30 MVA) zijn veel kabels nodig. Ervanuit gaande dat kabeltechnologie en schakelmateriaal met hogere spanningen (66-69 kV) voor de aansluiting van offshore windparken binnen enkele jaren beschikbaar komt, kan men ook overwegen een hogere spanning te gebruiken (Anna Ferguson, 2012). Verdubbeling van de spanning in het windpark leidt tot ongeveer een halvering van het aantal kabels, wat kostenvoordelen met zich meebrengt voor het windpark door de lagere kabel- en installatiekosten en mogelijk ook lagere kosten voor het platform. Deze kostenverlaging treedt ook op bij de andere genoemde concepten. Uit de mondelinge toelichting heeft ECN vernomen dat in het platformontwerp al rekening gehouden is met deze te verwachten hogere spanning van de kabelstrengen naar het windpark.
- e) In het modulaire hub-concept zijn de afstanden tussen de windparken en de centrale platforms gemiddeld groter dan bij individuele aansluiting via verzamelplatforms in elk windpark. Dit leidt tot hogere kosten voor de kabels naar de windparken en tot hogere energieverliezen. Naar verwachting zal de geclaimde LCOE-reductie hierdoor worden verkleind. Om deze kostenstijging te kwantificeren van zijn aanvullende berekeningen nodig. Daar tegenover staat dat verzamelplatforms in de individuele windparken worden uitgespaard.

7. Onderbouwing beschreven voordelen van de technische concepten

- a) Het voorgestelde modulaire hub-concept maakt zoals gesteld aansluiting van windparken op grotere afstand tot de kust met gebruikmaking van HVAC-technologie mogelijk doordat blindstroomcompensatie van HVAC-kabels halverwege kan worden geïnstalleerd. Het optreden van oscillaties in lange HVAC-kabels is hierbij inderdaad een risico, hoewel hiervoor technische oplossingen bestaan waarvan wordt aangenomen dat de extra ruimte op het hub-platform toereikend is.
- b) Flexibiliteit: De geraamde meerkosten voor de in te bouwen flexibiliteit van het modulaire offshore platform van minder dan 10% van de platformkosten zijn volgens ECN aannemelijk.
- c) De vermindering van het aantal duindoorkruisingen en kabeltracés bij een gecentraliseerde netontwikkeling zal tot kostenbesparingen leiden en mogelijk tot snellere realisatie. Gezien de hoge kosten van de aanlanding en verbinding met het net op land, lijkt de gestelde 10% besparing op de CAPEX aannemelijk.
- d) Het niet hoeven te bouwen van verzamelplatforms door directe aansluiting op gestandaardiseerde platforms zoals in het modulaire hub-concept, zal resulteren in kostenbesparingen, vooral op ontwerp, aanschaf en onderhoud. Hetzelfde geldt voor de gestandaardiseerde kabels.
- e) ECN onderschrijft het belang van een planning van ontwikkeling van windparken die qua locaties en capaciteit in lijn is met de voorgestelde netuitbreiding. Het modulaire hub-concept lijkt de meeste voordelen te hebben wanneer windparken ontwikkeld worden in meerdere kavels die dicht bij elkaar liggen.
- f) Centrale aanpak: De voordelen van centralisatie zijn voor ECN op basis van de beschikbare informatie niet kwantitatief te onderbouwen. ECN deelt wel het inzicht dat voor een goed afgestemde planning van de offshore windparken en de netaansluiting een centrale coördinatie noodzakelijk is.
- g) Leereffecten: TenneT kwantificeert de leereffecten op 5-10% op basis van DNV GL (2009). ECN kan deze leereffecten op basis van de beschikbare informatie niet kwantitatief onderbouwen. Het is echter aannemelijk dat leereffecten een significante bijdrage leveren aan kostenreductie in termen van ontwerpkosten en optimalisatie, CAPEX, installatie en onderhoud.
- h) Redundantie: De claim van 4% besparingen op LCOE door productietoename kan niet worden onderbouwd zonder onderliggende aannames van faalfrequenties, reparatietijden en belasting van de kabels. De door DNV GL geschatte besparing tussen 0,1 en 2% is volgens ECN realistisch en weerspiegelt de grote onzekerheid in geschatte faalkansen van offshore kabels.
- i) Dynamic rating voor offshore toepassingen is nog in ontwikkeling, waardoor de meerwaarde op dit moment nog niet kan worden geschat. Dynamic rating kan ook voor de andere omschreven technische concepten tot meeropbrengsten leiden.

8. Referenties

Anna Ferguson, (2012). *Benefits in moving the interarray voltage from 33 kV to 66 kV AC for large offshore wind farms*. EWEA 2012. Copenhagen: EWEA.

DNV GL (2009). *Netbeheer op Zee - Kwalificeren kostenverschillen: landelijk netbeheerder versus private partijen*.

DNV GL. (2014). *Review - netwotwerp en uitrolstrategie TenneT Wind op Zee*. DNV-GL.

ECN (2013). *Resultaten inclusief kabel- en netaansluiting voor Wind op Zee scenario's*.

TenneT (2014a). *Netontwerp en uitrolstrategie - Toelichting en aannames*.

TenneT (2014b). *Overzicht kosten netaansluiting windparken binnen en buiten 12NM*.

TenneT (2014c). *Visie Netontwerp en uitrolstrategie -Toekomstige netoptimalisatie (concept)*.

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