



Consultatiedocument basisbedragen SDE+ 2017

*Reacties van ECN en DNV GL op binnengekomen vragen
en opmerkingen uit de marktconsultatie*

S.M. Lensink (ed)

April 2017

ECN-E--16-030



Verantwoording

ECN en DNV GL hebben waardevolle informatie uit de markt ontvangen tijdens de openbare consultatie over het Conceptadvies Basisbedragen SDE+ 2017 (ECN-E--16-014). In dit consultatiedocument geven ECN en DNV GL weer op welke wijze de informatie verwerkt is in het Eindadvies Basisbedragen SDE+2017 (ECN-E--16-040). Dit document bevat tevens antwoorden op vragen die tijdens de consultatie zijn gesteld.

Het consultatiedocument is onderdeel van oplevering van het eindadvies aan het ministerie van Economische Zaken. Dit onderzoek staat geregistreerd onder projectnummer 5.3329. Projectleider van het project is Sander Lensink.

Het eindadvies en nadere informatie is te vinden op

<https://www.ecn.nl/nl/samenwerking/sde/>.

Eventuele vragen over dit document kunnen gesteld worden door middel van een email aan sde@ecn.nl.

Abstract

ECN and DNV GL have written a draft advice on the SDE+ base rates 2017. Stakeholders have been consulted on this draft advice in an open consultation round. The responses from stakeholders have been used to write the final advice. This document narrates whether and how the responses have been incorporated in the final advice. It also includes answers to anonymised and aggregated questions on the draft advice.

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.



Inhoudsopgave

	Samenvatting	5
1	Inleiding	7
2	Algemeen	8
3	Waterkracht	17
4	Zonne-energie	18
5	Windenergie	20
6	Geothermie	28
7	Waterzuivering	33
8	Verbranding en vergassing van biomassa	34
9	Vergisting van biomassa	44
10	Bevindingen bestaande installaties	48



Samenvatting

Dit rapport toont de ontvangen (geanonimiseerde) marktconsultatiereacties op het Conceptadvies Basisbedragen SDE+ 2017 en de manier waarop ECN en DNV GL deze reacties hebben beantwoord en hebben meegewogen in het opstellen van het Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2017. Daar waar het anonimiseren van de reacties niet mogelijk was of informatie te gemakkelijk herleidbaar was naar bepaalde partijen, zijn deze opmerkingen niet opgenomen in dit rapport.

1

Inleiding

In mei 2016 hebben ECN en DNV GL het conceptadvies basisbedragen SDE+ 2017 (ECN-E--16-014) gepubliceerd en ter consultatie aangeboden aan marktpartijen. De consultatieronde was openbaar; er zijn circa 40 reacties ontvangen en op basis daarvan zijn ruim 30 gesprekken gevoerd. De binnengekomen reacties en de gevoerde gesprekken zijn gebruikt om het Eindadvies Basisbedragen SDE+ 2017 (ECN-E--16-040) op te stellen.

In dit rapport wordt antwoord gegeven op de binnengekomen vragen en wordt uitgelegd hoe met de inbreng van respondenten is omgegaan bij het opstellen van het eindadvies. De consultatiereacties zijn door ECN en DNV GL vertrouwelijk behandeld. Daarom toont dit rapport de vragen en reacties enkel in geanonimiseerde vorm. In sommige gevallen verdween met het anonimiseren de boodschap van de vraag of opmerking, of was de reactie alsnog te herleiden naar specifieke partijen. In die gevallen is de consultatiereactie niet opgenomen in dit rapport. Daarnaast zijn in sommige gevallen reacties gebundeld tot de voornaamste strekking van de reacties. Hierdoor kan het voorkomen dat een respondent zijn of haar eigen inbreng niet direct terug kan vinden in de beantwoording. Deze zijn dan meegenomen in een gebundelde reactie.

Verder zijn er gedurende de marktconsultatie ook opmerkingen gekomen die geen betrekking hadden op de basisbedragen of buiten de onderzoeksopdracht van ECN en DNV GL vallen. Indien dit het geval is, dan is dat vermeld; de opmerkingen zelf zijn wel opgenomen in dit rapport.

De opbouw van dit rapport volgt de hoofdstukindeling van het conceptadvies. De vragen zijn gegroepeerd in de hoofdstukken waar zij het meest betrekking op hadden.

2

Algemeen

Basisprijzen en basisprijspremies

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
Wat is de bron voor de basisprijspremie?	Voor de toekomstige prijsontwikkeling is gebruik gemaakt van de prijsprojecties uit de laatste Nationale Energieverkenning (2016). Op basis van de historische volatiliteit van de betreffende marktindex (APX day ahead bij elektriciteit-categorieën), is een onderschrijdingskans berekend van de vloer (basisprijs). Met deze onderschrijdingskans en de bijbehorende magnitude van de onderschrijving, wordt de basisprijspremie berekend op basis van de verwachte gemiste inkomsten.
Met welke basiselektriciteitsprijs wordt in 2017 gewerkt? De huidige stroomwaarde van windmolens is slechts 2 cent per kWh en daardoor is wind op land niet rendabel in 2016.	De basisenergieprijzen zijn gebaseerd op de prijsprojecties van de meest recente NEV (nationale energieverkenning). In het eindadvies worden de nieuwe basisprijzen ter informatie opgenomen.
Wij pleiten voor een extra consultatiemoment op het moment dat ECN de basisprijzen voor de SDE+ 2017 bekendmaakt.	De berekeningswijze van de basisprijzen is voorgeschreven door het ministerie van Economische Zaken. Dus ofwel het verzoek voor consultatie dient aan het ministerie van Economische Zaken gericht te worden, ofwel u wenst de prijsprojecties uit de Nationale Energieverkenning geconsulteerd te hebben. Beide verzoeken liggen buiten het kader van deze adviesopdracht.

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
Wat is de bron voor de basisprijspremie?	Voor de toekomstige prijsontwikkeling is gebruik gemaakt van de prijsprojecties uit de laatste Nationale Energieverkenning (2016). Op basis van de historische volatiliteit van de betreffende marktindex (APX day ahead bij elektriciteit-categorieën), is een onderschrijdingskans berekend van de vloer (basisprijs). Met deze onderschrijdingskans en de bijbehorende magnitude van de onderschrijving, wordt de basisprijspremie berekend op basis van de verwachte gemiste inkomsten.
Met betrekking tot de lagere basisprijs: je kunt je niet verzekeren voor iets dat reeds werkelijkheid is. Gezien recente lage marktprijs die voor bestaande projecten al onder floorprijs komt is echt een structurele oplossing nodig.	De basisprijspremie is berekend op basis van de verwachte gemiste inkomsten, niet op basis van een premie van een verzekeringsproduct. Of partijen zich wel of niet willen verzekeren, en al dan niet kunnen verzekeren, is een vraagstuk van risico-afdekking. De genoemde “structurele oplossing” van de kwetsbaarheid van investeringen in hernieuwbare energie ten gevolge van lage energieprijzen, valt buiten de scope van de adviesopdracht.
De stroomprijs ligt voor afgegeven SDE beschikkingen al enkele jaren onder de basisprijs. Hier zou voor SDE+ projecten uit het verleden een regeling voor moeten worden gemaakt.	De adviesopdracht beperkt zich tot projecten waarvoor in 2017 SDE+ aangevraagd zal worden.
De basisprijs van 3 €/kWh blijft gehandhaafd, terwijl de afgelopen maanden elektriciteitsprijzen duidelijk onder dit niveau lagen waardoor de onrendabele top niet volledig wordt gecompenseerd.	De basisprijzen worden geüpdatet aan de hand van de laatste Nationale Energieverkenning. Voor het conceptadvies is gebruik gemaakt van de prijsprojecten uit de NEV 2015. De NEV 2016 is pas verschenen ná publicatie van het conceptadvies. In het eindadvies zijn de basisprijzen berekend aan de hand van de prijsprojecties van de NEV 2016.
De basisprijspremie voor gas en warmte wordt in het conceptadvies gesteld op 0,000 €/kWh. Dit betekent dat er wordt aangenomen dat de marktprijs voor gas en warmte nooit onder de basisprijs zal dalen. Voor de leveringsjaren 2017 en 2018 geldt dus dat recent genoteerde marktprijzen zo'n 5 euro onder de basisgasprijs van 20 €/MWh lagen. De	De kans dat de gasprijs onder de basisgasprijs zakt, is beduidend kleiner dan de kans dat de elektriciteitsprijs onder de basiselektriciteitsprijs zakt – uitgaande van de historische volatiliteit van deze indices en de prijsprojecties uit de NEV. Dat de basisprijspremie op 0 €/kWh is bepaald, hoeft echter niet te betekenen dat de marktprijs

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>Wat is de bron voor de basisprijspremie?</p>	<p>Voor de toekomstige prijsontwikkeling is gebruik gemaakt van de prijsprojecties uit de laatste Nationale Energieverkenning (2016). Op basis van de historische volatiliteit van de betreffende marktindex (APX day ahead bij elektriciteit-categorieën), is een onderschrijdingskans berekend van de vloer (basisprijs). Met deze onderschrijdingskans en de bijbehorende magnitude van de onderschrijving, wordt de basisprijspremie berekend op basis van de verwachte gemiste inkomsten.</p>
<p>basisprijspremie voor gas zou dus rond de 0,005 €/kWh moeten liggen bij gelijkblijvende basisprijs.</p>	<p>verondersteld wordt nooit onder de basisprijs de zakken. Er staat namelijk een <i>upside potential</i> tegenover, dat de gasprijs boven het basisbedrag uitstijgt. Wel is deze consultatiereactie mede aanleiding geweest om extra onderzoek uit te voeren naar de historische volatiliteit van de gasprijs. Dit heeft evenwel niet tot aanpassing van inzichten geleid.</p>

Correctiebedragen

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>In de regeling is niet geborgd dat de berekeningswijze voor correctiebedragen gedurende de looptijd van de beschikking ongewijzigd blijft. De formule zou dan ook tijdens de looptijd kunnen veranderen. Dit gegeven brengt risico's met zich mee, die weer als kosten in de business case verdisconteerd worden. Wij pleiten ervoor dat voor projecten met een SDE+ beschikking gedurende de gehele subsidieduur dezelfde methodiek voor het correctiebedrag geldt. Uiteraard kan door verandering van de commodityprijzen de hoogte van het correctiebedrag veranderen. Graag zouden wij zien dat berekeningsmethodiek in de beschikking wordt opgenomen.</p>	<p>De SDE+-regeling is een regeling die – in het licht van de aangehaalde regulatorische risico's – in belangrijke mate gestoeld is op vertrouwen, het vertrouwen dat marktpartijen hebben in een stabiele regeling en een betrouwbare overheid. Een <i>track record</i> voor de SDE+ zou dit ook wel genoemd kunnen worden. Hoe dit vertrouwen gewaardeerd wordt, wordt deels gemeten via de jaarlijkse marktconsultatie van de basisbedragen. Of het loont om risicopremies te verlagen door regulatorische risico's weg te nemen, is aan het ministerie van Economische Zaken. ECN en DNV GL nemen waar dat de huidige parameterisering van de risico's bij de berekening van de basisbedragen, per saldo leidt tot vele financierbare projecten.</p>
<p>De huidige gevraagde inbreng van eigen vermogen is deels gebaseerd op ander beleid op risico-blootstelling, maar deels ook op een andere risico-inschatting. De huidige lage APX en het zich manifesterende floorprijrisico speelt zeker een rol bij de bepaling van het risico en daarmee bij de bepaling van het aandeel eigen vermogen.</p>	<p>ECN en DNV GL delen deze observatie. Uit de overhandigde informatie in de marktconsultatie is echter niet gebleken, dat de gehanteerde aandelen vreemd/eigen vermogen aangepast zouden moeten worden.</p>
<p>De correctiebedragen geven niet goed de alternatieve kosten weer die initiatiefnemers van projecten hebben als zij fossiele energie gaan gebruiken of blijven gebruiken. De correctiebedragen zijn te hoog (en moeilijk voorspelbaar), zo zijn de gasprijzen de afgelopen jaren scherp gedaald. In alle situaties wordt uitgegaan van de TTF Index gasprij. Hoe is dit te verklaren ?</p>	<p>Het algemene beeld dat uit de marktconsultaties in diverse jaren naar voren is gekomen, is dat de investerende partijen een koppeling tussen de correctiebedragen-warmte en de gasprijs als billijk zien. De TTF-index wordt ook algemeen gezien als een bruikbare index voor de gasprijs. Deze consultatiereactie is dermate afwijkend van overige consultatiereacties, waarbij hij in zijn aard tevens moeilijk te verifiëren is, dat deze reactie niet heeft geleid tot aanpassing van het advies.</p>
<p>Er zijn positieve reacties over het gebruik van ENTSO-E data voor het vaststellen van onbalans en profiefactoren zon en wind. Echter de publicatie van ENTSO-E data is</p>	<p>De kosten voor profiel en onbalans kunnen per installatie sterk verschillen. De SDE+ is echter een generieke regeling en naar de aard van een generieke</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>nu alleen beschikbaar voor installaties groter dan 100 MW. Het vaststellen van onbalans o.b.v. de geaggregeerde voorspelling leidt tot een onderschatting op onbalans per installatie. Er wordt voorgesteld om de aanlevering van data (voorspelling & realisatie per installatie) voor alle installaties te verplichten en om de methode & onderliggende data voor gehele looptijd van de SDE+-beschikking vast te leggen.</p>	<p>regeling wordt voor deze kosten gecompenseerd. Het is niet de aggregatie <i>an sich</i> die leidt tot een onderschatting van profiel- en onbalanskosten. Het is een eventueel verschil tussen de geografische spreiding van het Nederlandse productiepark en de geografische spreiding van een productiepark van een programmaverantwoordelijke, dat een grote invloed kan hebben op onderschattingen of overschattingen van de profiel- en onbalanskosten. De ENTSO-E-data beoogt overigens voor het hele productiepark cijfers te tonen alsmede voor installaties groter dan 100 MW.</p>
<p>Het hanteren van één generiek correctiebedrag voor zon-PV met een correctie voor belastingvoordelen door eigenverbruik is nadelig voor de business case voor PV-systemen die geen eigen verbruik kennen. Dat in het correctiebedrag van 2015 de profielkosten zijn opgenomen is een positieve ontwikkeling.</p>	<p>Deze reactie heeft betrekking op een eerder aanvullend onderzoek van ECN naar de correctiebedragen dat eind 2015 verschenen is (ECN-E--15-070).</p>
<p>De aanname dat GvO's (Garanties van Oorsprong) geen rol hebben gespeeld bij investeringsbeslissingen wordt niet ondersteund, zeker bij projecten binnen tenders (wind op zee) en projecten in de vrije categorie. Indien er alsnog wordt gecorrigeerd met waarde GvO's zal dit direct leiden tot verlies.</p>	<p>Deze reactie heeft betrekking op een eerder aanvullend onderzoek van ECN naar de correctiebedragen dat eind 2015 verschenen is (ECN-E--15-070).</p>
<p>Als gevolg van verder gaande ontwikkelingen van offshore windturbines is het gebruik van een generieke correctiefactor voor wind op zee sterk nadelig voor de eerste offshore parken. ECN erkent dit effect wel, maar gebruikt deze informatie niet om te komen tot een zo correct mogelijk correctiebedrag. Vaststelling van factoren op parkniveau, of clustering van parken gebouwd in een gelijke periode, zou wenselijk zijn.</p>	<p>Wind op zee valt buiten het kader van de adviesopdracht.</p>
<p>Het correctiebedrag dat berekend wordt voor warmteketels van 0,1 – 0,5 MW over 2015 is 5,5 cent/kWh. Het correctiebedrag dient de vermeden aardgaskosten inclusief de vermeden energiebelasting weer te geven. De energiebelasting voor de cate-</p>	<p>De genoemde energiebelastingschijf matcht niet met de grootte van de referentie-installatie.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>gorie 170.000-1 miljoen m³ is in 2016 ongeveer € 0,07 per m³ (en de aardgasprijs € 0,18-0,22 per m³)</p>	
<p>Als correctiebedrag voor een ketel op vloeibare biomassa dient het correctiebedrag "TTF x 70%" te zijn. Voor inzet van pyrolyse-olie in grotere ketels (> 5 MW) voor de productie van industriële stoom of grootschalige (stads)verwarming zou het correctiebedrag in lijn moeten zijn met de categorieën "ketel op vast of vloeibare biomassa > 5 MW" en "warmte, houtpellets > 5 MW".</p>	<p>Een ketel op pyrolyse-olie is niet de referentie-installatie. Een ketel op dierlijk vet wordt in de markt niet op grote schaal verwacht, zo is uit eerdere consultatierondes naar voren gekomen. Daarmee wordt met deze categorie een wat kleinere ketel op vloeibare biomassa beschouwd, waarbij een aardgasketel een geëigende referentie betreft om het correctiebedrag op te modelleren.</p>
<p>Voor de categorieën mestcovergisting warmte en >95% mestvergisting warmte, wordt het correctiebedrag berekend volgens [(TTF + EB) / ketelrendement] . Hierbij wordt uitgegaan van vervanging van aardgas waarbij de EB als vermeden inkoop geldt. Echter, bij de levering van ruw biogas voor de inzet van warmte is geen sprake van vermeden energiebelasting. Ook over biogas wordt EB geheven. Alleen wanneer sprake is van warmtelevering wordt EB vermeden. Voor gecombineerde opwekking is dat realistisch, maar voor warmtelevering zou de EB-correctie beter weggelaten worden.</p>	<p>In de referentie-installatie voor mestcovergisting wordt niet uitgegaan van warmtelevering aan derden. Via informatie door de markt aangedragen in eerdere jaren, heeft de markt juist succesvol aangetoond dat externe warmtelevering bij mestcovergisting niet realistisch is. Bij mestmonovergisting wordt overigens uitgegaan van een warmtelevering door een hub.</p>

Kostenuitgangspunten

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>De voorbereidingskosten, zo'n 5% tot 10% van de investering, worden niet meegenomen. Het is voor ECN en DNV GL goed mogelijk om een berekening te maken van de voorbereidingskosten.</p>	<p>In de adviesopdracht wordt echter niet gevraagd naar de hoogte van de voorbereidingskosten.</p>
<p>De voorbereidingskosten worden niet meegenomen in de totale investeringskosten, maar moeten worden gedekt uit het financieel rendement. Voor het gehanteerde rendement op het eigen vermogen wordt een percentage van 12 tot 15 aangehouden. Maar doordat de voorbereidingskosten steeds hoger</p>	<p>Het rendement op eigen vermogen wordt primair bepaald door alternatieve investeringsmogelijkheden in de energiesector. Het uitgangspunt dat de voorbereidingskosten uit dit rendement betaald moeten worden, is de facto een taakstellende opdracht om de voorbereidingskosten beperkt te</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
worden gaat feitelijk de rentabiliteit op het eigen vermogen omlaag.	houden. In hoeverre dit verenigbaar is met de praktijk, valt buiten het kader van deze adviesopdracht.
Voor afsluitprovisies en bereidingsprovisie moet betaald worden.	Als uitgangspunt is door het ministerie van Economische Zaken opgegeven dat deze provisijs niet in de basisbedragen meegenomen dienen te worden.
Wat is de reden voor het niet meenemen van de afsluitprovisies? Dit zijn duidelijk aanwezige kosten, die in eerste jaar moeten worden voldaan.	Afsluitprovisies kennen twee discussiepunten. Enerzijds kunnen ze – afhankelijk van de gekozen definitie – als voorbereidingskosten beschouwd worden. Anderzijds kunnen ze gezien worden als kosten die al meegewogen zijn in de algehele kapitaalslasten van een lening. Vanwege deze twee discussiepunten hebben ECN en DNV GL gevraagd om nadere kaders van het ministerie van Economische Zaken, hetgeen geleid heeft tot het aangehaalde uitgangspunt dat afsluitprovisies niet expliciet meegenomen worden in de berekening van de hoogte van de basisbedragen.
Wordt er rekening gehouden met de post onvoorzien? In de praktijk zal hiervoor altijd een procent of 5 voor moeten worden gereserveerd zowel bij de investering als bij jaarlijkse kosten.	Of een post onvoorzien wel of niet moet worden meegenomen, is een definitiekwestie. Kosten die op voorhand nog gelabeld worden als “onvoorzien”, zullen na enige tijd benoemd en gespecificeerd kunnen worden. ECN en DNV GL rekenen met een toedeling van de kosten naar werkelijke kostencomponenten.
Rekenen ECN en DNV GL met bouwrente en financieringskosten vóór de bouwperiode (de financiering van de ontwikkelingskosten)?	Bouwrente, als gevolg van de voorfinanciering van de “subsidiabele investering”, wordt meegenomen in de totale investeringssom. Rente over voorbereidingskosten wordt, evenals de voorbereidingskosten zelf, niet meegenomen in de berekening van het basisbedrag.
Wordt er voor de financieringskosten, net als voor inflatie, een langetermijngemiddelde berekend?	Ja, er wordt rekening gehouden met een langjarig rentepercentage. Bij de rentevergoeding wordt het geldende rentepercentage meegenomen inclusief de kosten van een renteswap om een 10 jarig rentepercentage te bepalen.

Algemeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
Wordt er ook een voorschot uitgekeerd over het extra jaar (jaar 16)? Als dit niet het geval is, zorgt dit voor onregelmatige kasstromen en een lager projectrendement.	Vragen over de uitvoering van de SDE+ dienen gesteld te worden aan RVO. Voor de basisbedragen geldt dat eventuele voor- en nadelen van banking en van bevoorschotting niet mogen worden meegewogen in de bepaling van de basisbedragen.
Gezien het belang van lokaal draagvlak moet het mogelijk zijn dat overheden of gemeenschappen SDE+ subsidie aanvragen en overdragen aan een andere entiteit.	De aard van deze opmerking valt buiten het kader van de adviesopdracht.
De SDE+-regeling geeft de projecten die goedkoper zijn eerst subsidie. We vinden dat bij de prijsberekening breder moet worden gekeken dan alleen de kWh-prijs maar dat naar de maatschappelijke kosten van de energieproductie moet worden gekeken. Daarbij is vooral breed draagvlak van belang. Energie met draagvlak zou daarom voorrang moeten krijgen als het maatschappelijk gezien goedkoper is dan andere opties.	ECN en DNV GL brengen geen advies uit over de fasering in de SDE+-regeling, dit valt buiten het kader van de adviesopdracht.
We denken dat de basisbedragen te hoog zijn gezien de dalende energieprijzen.	De dalende energieprijzen leveren inderdaad niet alleen een risico op door de begrenzing van de SDE+ middels de basisprijzen, maar lagere energieprijzen werken ook kostenverlagend. Dit komt terug in lagere basisbedragen.
De SDE+-regeling is het meest optimale instrument voor stimulering van Duurzame Energie en is ook flexibel genoeg om een geleidelijke overgang naar een goed werkend ETS-systeem te faciliteren, mocht de marktprijs voor CO ₂ -reductie hoger worden. Deze kan dan worden verdisconteerd in de SDE+-basisbedragen.	Een CO ₂ -prijs wordt in de hoogte van de SDE+-subsidie opgenomen, mits het voordeel van de prijs voor CO ₂ generiek van aard is voor de categorie, dus dat bij het merendeel van de installaties sprake is van een significant voordeel dat ontstaat door de handel in CO ₂ . Bij de SDE+ 2017 is dit naar inzicht van ECN en DNV GL nog voor geen enkele categorie het geval. Mocht dit wel zo zijn, dan bestaat nog enige flexibiliteit om het voordeel te verrekenen via basisbedragen of correctiebedragen.

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
<p>De effectiviteit en efficiëntie van de SDE+ zou verder verbeteren wanneer er meer flexibiliteit mogelijk is binnen de categorieën van de verschillende opties. Dit speelt bijvoorbeeld bij bio-wkk's en andere biomassa ketels waar het aantal gevraagde draaiuren of de verdeling ervan maakt dat voor locaties als kantoren of zwembaden de SDE moeilijk gebruikt kan worden.</p>	<p>Generaliteit en flexibiliteit zijn niet elkaars tegenpolen. Deze discussie dient men echter te voeren met het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Als financieel uitgangspunt zou de terugverdiertijd opgenomen moeten worden, aangezien dit voor veel bedrijven het maatgevend criterium is of de investering in duurzame energie wordt gedaan.</p>	<p>Het is niet aan ECN of DNV GL om zich uit te laten over de uitgangspunten die door het ministerie van Economische Zaken zijn opgesteld. Wel zij vermeld, dat de SDE+ een generieke regeling is, waarmee vele investeringen worden ondersteund die langs de lijn van een gewenste IRR (financieel rendement) worden genomen.</p>
<p>Is het mogelijk om strengere eisen te hanteren voor beschikkingen? 85% van de 3000 uitgegeven SDE+2014 beschikkingen lijken niet omgezet te gaan worden in zonne-installaties. Het voorstel uit de consultatiereactie is dat de aanvrager per aanvraag een vooruitbetaling doet, die afhankelijk is van de geclaimde subsidie. Als het project gerealiseerd is, wordt dit bedrag terug betaald.</p>	<p>De uitvoering van de SDE+-regeling ligt bij RVO en valt buiten het kader van de adviesopdracht.</p>
<p>De mogelijke nieuwe categorie voor 'bio-WKK met gebruik van bestaande onderdelen van fossiele WKK' staat niet in het conceptadvies SDE+ 2017.</p>	<p>Uit de consultatiegesprekken is gebleken dat de beoogde technische oplossingsrichtingen voor cycloonovens te koppelen aan afgassenketels, verwantschap vertonen met biomassa-inzet in ketels. Ook qua kostenniveau lijken de ketels dicht in de buurt te komen van stoomketels op biomassa. Dit hebben ECN en DNV GL als zodanig meegegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>

3

Waterkracht

Algemeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/DNV GL
Energiedijken vormen een derde alternatief binnen de technologie Energie uit Water.	Het concept energiedijken, waarbij een bestaande dijkstructuur gebruikt wordt om uit getijdenbeweging van het water energie op te wekken, valt al binnen de categorie vrijstromingsenergie.
Ingezonden informatie over energiedijken laat zien dat de O&M-kosten hoger liggen dan in het ECN-advies, maar de totale investeringskosten lager	Gezien de kostenindicatie van deze partij over een specifiek project ging en een vergelijkbaar basisbedrag nodig lijkt te hebben, is de parametrisering van het conceptadvies gehandhaafd.

4

Zonne-energie

Zonthermisch en zonne-energie algemeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
In hoeverre is een toepassing van een hybride oplossing met de ISDE en SDE+ regeling mogelijk?	De ISDE en SDE+ regelingen zijn aparte regelingen die elkaar niet zouden moeten overlappen.
In hoeverre is de toepassing van 'Environmental Technology Verification' (ETV-) certificering in de huidige regelingen mogelijk?	Het instellen van technische randvoorwaarden van de subsidieregeling valt niet binnen het kader van de adviesopdracht.

Fotovoltaïsche zonnepanelen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Is bij de bepaling van de kosten van PV-systemen rekening gehouden met leges en OZB?	Leges zijn voorbereidingskosten en als zodanig niet meegenomen in de berekening. OZB (onroerendezaakbelastingen) is een financiële afdracht die in de onderhouds- en beheerkosten opgenomen is. Voor het referentie PV-systeem wordt deze binnen de bandbreedte van projectdiversiteit als verwaarloosbaar verondersteld.
Door de subsidieperiode voor PV naar 20 jaar te verhogen, kan het basisbedrag omlaag. Hierdoor worden partijen minder verleid om onrealistische SDE-aanvragen te doen. Hierdoor gaat de realisatiegraad omhoog.	De duur van de subsidieperiode is geen onderdeel van dit onderzoek.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Verschillende consultatiereacties noemen het verzoek om de gelden die uiteindelijk vrijkomen door niet gerealiseerde SDE+ projecten te laten terugvloeien naar de SDE+.	Niet gerealiseerde SDE+-projecten leiden financieel-technisch niet tot vrijval van middelen. Aanwending van via de Opslag Duurzame Energie (ODE) geïnde middelen vallen in ultimo onder het budgetrecht van het parlement. Het is niet aan ECN en DNV GL om daarover binnen de context van de SDE+-marktconsultatie een mening te hebben.
Schaalvoordelen bij het combineren van kleinere projecten zijn beperkt omdat ze vaak lastig achter elkaar te plannen zijn. Daarnaast heeft elke locatie vaak zeer specifieke karakteristieken m.b.t. het installeren. Dit schaalvoordeel kan pas optreden bij het in eenmaal aanschaffen van alle modules voor projecten van tientallen MW. Dit vermeende voordeel zou niet mee gerekend mogen worden bij de bepaling van het basisbedrag.	Er is in de voorbereiding van het eindadvies aandacht geschonken aan eventuele effecten van schaalvoordelen. ECN en DNV GL zijn van mening dat schaalvoordelen eerder van toepassing zijn dan vanaf tientallen MW. Naast schaalvoordelen bij de inkoop van materialen, zien ECN en DNV GL ook kostenvoordelen bij installatie-arbeidskosten ¹ . ECN en DNV GL erkennen dat er additionele kosten zijn bij grote systemen die de schaalvoordelen (deels) teniet doen.
Er wordt gesteld dat het in veel gevallen niet mogelijk is om een PV-systeem aan te sluiten op een bestaande netwerkaansluiting. Zeker bij grote installaties zou een grote wijziging aan de bestaande aansluiting noodzakelijk zijn of een nieuwe aansluiting geplaatst moeten worden. Hiervoor zou rekening moeten worden gehouden bij het bepalen van het basisbedrag.	Voor systemen in het kleinere segment (bijvoorbeeld 15 tot 250 kWp) zijn ECN en DNV GL van mening dat in de meeste gevallen een bestaande netwerk-aansluiting gebruikt kan worden. Bij grote (grondgebonden) systemen zijn kosten voor een nieuwe netwerk-aansluiting te voorzien.
Een verzoek is ingediend om een onderscheid te maken in systemen die op een vaste ondergrond zoals daken worden geplaatst en systemen geplaatst als zonnepanelen. Grondgebonden systemen zouden extra kosten kennen voor onderconstructie en omheining.	De schaalvoordelen bij grondgebonden systemen en de bijkomende extra kosten verhouden zich dusdanig dat eventuele verschillen in kostenopbouw tussen veld- en daksystemen in het algemeen kleiner zijn dan de spreiding binnen de groepen als zodanig.

¹ Fraunhofer ISE (2015): *Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems*. Study on behalf of Agora Energiewende

5

Windenergie

Wind op land – CAPEX en OPEX

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De investeringskosten per kW komen goed overeen met de praktijk. De investeringskosten bevatten echter geen kosten voor projectontwikkeling, die ruim €50,- per kW bedragen.	Het ministerie van Economische Zaken heeft als uitgangspunt meegegeven dat voorbereidingskosten (waaronder projectontwikkelingskosten) niet worden meegenomen in de berekeningen.
De investeringskosten zijn te laag. De prijs per kW is juist hoger omdat fabrikanten grotere rotoren maken.	De investeringskosten zijn gebaseerd op marktinformatie, prijsopgaven van fabrikanten en informatie van windparkontwikkelaars.
Vorbereidingskosten zoals het aanvragen van een SDE+ beschikking worden steeds hoger (onafhankelijk windrapport, financieringsverklaringen, etc.). Deze extra kosten zouden meegenomen moeten worden.	Het ministerie van Economische Zaken heeft aan ECN en DNV GL als uitgangspunt meegegeven dat voorbereidingskosten niet worden meegenomen in de berekeningen.
Zijn de turbine-prijzen gebaseerd op binding offers of indicatieve prijsopgaven van leveranciers?	De turbineprijzen zijn gebaseerd op marktinformatie; zowel (indicatieve) prijsopgaven van fabrikanten als informatie van windparkontwikkelaars (binding offers).
Meerkosten dalen niet evenredig met de turbineprijzen. Beter is om de meerkosten in absolute zin gelijk te houden en procentueel aan te passen.	Dit is een terecht punt. ECN en DNV GL hebben een herberekening uitgevoerd op basis van de absolute meerkosten. Het percentage meerkosten blijft na herberekening echter 33%.
Daling in turbineprijzen wordt door de markt herkend. Recent zijn de staalprijzen weer aan het stijgen, is daar rekening mee gehouden?	ECN en DNV GL ontvangen turbineprijzen van de fabrikanten en van projectontwikkelaars. In deze prijzen zijn aankomende ontwikkelingen als stijgende of dalende staalprijzen niet meegenomen.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Netaansluitingskosten hebben een te grote range om ongedifferentieerd op te nemen in de onrendabele-topberekening. Voorstel om netaansluitingskosten uit de SDE+ te halen en op een andere wijze te bekostigen.	Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. De basisbedragen zoals gepresenteerd in het eindadvies zijn inclusief generieke netaansluitingskosten.
Grondkosten zijn voor projecten met kleinere windturbines veel hoger per kWh dan nu in het model wordt aangenomen.	ECN en DNV GL krijgen van EZ het uitgangspunt mee om met lagere grondkosten te rekenen. ECN en DNV GL zien dat deze grondkostendaling zich langzaam in de markt lijkt in te zetten. Deze daling loopt wel achter op de daling in de SDE (het effect ijlt na) en bovendien wordt de daling niet door alle marktpartijen herkend.
Grondkostendaling wordt nog altijd niet in de markt herkend. Door de schaarsheid van locaties worden de prijzen alleen maar verder opgedreven.	ECN en DNV GL krijgen het uitgangspunt van EZ mee om met lagere grondkosten te rekenen. ECN en DNV GL zien dat deze grondkostendaling zich langzaam in de markt lijkt in te zetten. Deze daling loopt wel achter op de daling in de SDE (het effect ijlt na) en de daling wordt lang niet door alle marktpartijen herkend.
Wordt er voor de onderhoudskosten ook rekening gehouden met een inflatie van 1,75% per jaar?	Ja bij alle onderhoudskosten wordt rekening gehouden met inflatie. Op grondkosten zit overigens geen inflatie. In lijn met de uitgangspunten voor de NEV 2016 is dit verlaagd naar 1,5%/jaar.
Een daling in onderhoudskosten van 5% wordt niet herkend.	ECN en DNV GL baseren zich hierbij op informatie uit de markt. Consultatiereacties hebben niet geleid tot aanpassing van deze kostendaling.
De variabele O&M-kosten zijn te laag.	De O&M-kosten zijn gebaseerd op marktinformatie, prijsopgaven van fabrikanten en informatie van windparkontwikkelaars.
Het aanbieden van participatie (obligaties / aandelen) brengt extra lasten met zich. Deze moeten ook meegenomen worden.	ECN en DNV GL hebben van EZ het uitgangspunt meegekregen om de participatiekosten niet mee te rekenen in de basisbedragen.
De kosten voor participatie en gebiedsgebonden bijdragen zijn generiek, ook opgenomen in de NWEA-gedragcode. Deze moeten ook meegenomen worden.	ECN en DNV GL hebben van EZ het uitgangspunt meegekregen om de participatiekosten (waaronder ook gebiedsgebonden bijdragen) niet mee te berekenen in de basisbedragen.

Wind op land – opbrengst

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
In huidige SDE+-regeling is een stilstandsregeling opgenomen bij negatieve stroomprijzen. Aangezien een inschatting van de kWh-productie die daardoor niet vergoed zal worden onmogelijk is in te schatten, wordt de financiering lastig.	De inschatting van ECN op basis van modelberekeningen in het kader van de Nationale Energieverkenning, is dat de kWh-productie die niet vergoed zal worden, een verwaarloosbaar effect heeft op het basisbedrag.
De opbrengsten van de windprojecten worden te hoog ingeschat omdat vollasturen zijn gebaseerd op een ashoogte van 100m, terwijl voor kleinschaligere projecten 40m typisch is.	ECN en DNV GL geven aan dat veel turbines in het model zijn meegenomen, in het turbinesample zitten ook turbines met een lagere ashoogte. Het is een misvatting dat de basisbedragen enkel berekend worden voor een ashoogte van 100 meter.
De Windkaart representeert de windsnelheden niet juist.	De windkaart is door het KNMI gemaakt in opdracht van RVO.
Windenergiebeleid van de provincie Flevoland is niet afgestemd op de Windkaart.	De gebiedsindeling voor de windgebieden in Flevoland is een beleidsmatige keuze. De SDE+ 2017-regeling gaat uit van een gebiedsindeling met gemeentegrenzen die gebaseerd is op de windkaart die door het KNMI is gemaakt in opdracht van RVO.
Een opknip in de gemeente Dronten (net als bij Rotterdam) in de Windkaart is vanwege de windsnelheidsverschillen wenselijk.	<p>De windkaart is door het KNMI gemaakt in opdracht van RVO. Op basis van grote windsnelheidsverschillen (en dus niet vanwege het oppervlak van de gemeente) voor de gemeente Rotterdam is bij uitzondering deze gemeente opgeknipt in twee gebieden. Deze opknip is gemaakt op basis van wijknummers:</p> <p>A) Wijken 1323, 1318 en 1327 B) Overige wijken in Rotterdam</p> <p>In andere gemeenten komen dergelijke grote windsnelheidsverschillen niet voor. ECN en DNV GL zien daarmee de gemeente Rotterdam niet als maatgevend voorbeeld voor de gemeente Dronten.</p>
De Windviewer stemt niet overeen met meetgegevens, waardoor de financiële haalbaarheid van een project in het gedrang komt.	De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Als uit een windrapport een andere windsnelheid blijkt dan moeten deze projecten ook voor een ander tarief in aanmerking kunnen komen.</p>	<p>De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.</p>
<p>De opbrengstverliezen liggen hoger dan waar ECN en DNV GL mee rekenen.</p>	<p>In 2014 is er een uitvoerige herberekening gedaan naar de verliezen in windparken. Er zullen mogelijk parken zijn die hogere verliezen hebben, maar op basis van de gegevens die de marktpartijen hebben aangeleverd, is er geen reden tot aanpassing van verliezen voor een park van 50 MW.</p>
<p>Gaan ECN en DNV GL ervan uit dat de opbrengstverliezen de stap van theoretische opbrengst o.b.v. powercurve en windaanbod naar P50 is?</p>	<p>De bruto-opbrengsten worden bepaald op basis van de windsnelheid op ashoogte en de powercurve van de desbetreffende turbine. Om van bruto naar netto-opbrengsten (P50) te komen wordt een percentage van 13% in mindering gebracht vanwege opbrengstverliezen. Deze verliezen worden onder andere veroorzaakt door zogverliezen, niet-beschikbaarheid, elektrische verliezen, turbine performance, environmental losses en curtailment.</p>
<p>Voorstel om windsnelheid op gemeentelijke schaal te vervangen door km-hokken analoog aan de beschikbare windviewer.</p>	<p>De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek.</p>

Wind op land – algemeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>De basisbedragen voor wind op land dalen met ca. 0,004 ct/kWh. Van 2015 naar 2016 was deze daling 0,002 ct/kWh cent. Deze grote daling maakt het steeds lastiger een rendabele businesscase op te stellen. De ontwikkeling van projecten duurt steeds langer en is daardoor kostbaarder. Door de bedragen weer te verlagen worden de opbrengsten kleiner en blijft er geen (of veel minder) ruimte over participatie.</p>	<p>Vorbereidingskosten noch participatiekosten worden meegenomen als subsidiale kosten in de basisbedragen. ECN en DNV GL erkennen dat het mogelijk is dat projecten al in een vroeg stadium financiële overeenkomsten zijn aangegaan – bijvoorbeeld m.b.t. grondkosten – in de verwachting van een hoger basisbedrag.</p>
<p>Het uitgangspunt dat het merendeel van de projecten doorgang moet kunnen vinden gaat niet ver genoeg. Nagenoeg alle projecten zijn nodig om de doelstellingen voor wind op land te behalen.</p>	<p>De uitgangspunten zijn vastgesteld door het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Opmerkelijk dat alleen basisbedragen wind gedaald zijn.</p>	<p>Er zijn vele kostenfactoren die de basisbedragen beïnvloeden. Sommige daarvan zijn categorie-overstijgend, andere zijn categorie-specifiek. Na de marktconsultatie is extra onderzoek verricht naar de financieringsparameters. Uit dat onderzoek is gebleken dat de kosten van kapitaal duidelijk lager liggen dan enkele jaren geleden. Daar waar vorig jaar ECN en DNV GL nog redenen hadden om aan te nemen dat de daling van kapitaalskosten tijdelijk van aard is, lijkt deze nu structureler van karakter te zijn. Ten gevolge van deze lagere kapitaalskosten zijn de basisbedragen in bijna alle categorieën verlaagd ten opzichte van het conceptadvies.</p>
<p>Referentiegrootte van 50 MW is niet realistisch voor een windproject op land. De meeste projecten zijn kleiner, bijvoorbeeld 10-15 MW.</p> <p>Voorstel om referentiepark van 50 MW te splitsen in kleine en grote projecten.</p>	<p>ECN en DNV GL hebben een referentiegrootte berekend, die zowel recht doet aan kleinere (15MW) parken als aan de grote RCR-projecten. Een klein park heeft bijvoorbeeld te maken met kleinere zogverliezen dan is aangenomen voor het 50 MW park. Een groot park kan daarentegen weer gebruik maken van inkoopvoordeel op bijvoorbeeld de turbines, maar heeft bijvoorbeeld weer grotere netaansluitingskosten. Door middel van de controleberekeningen hebben ECN en DNV GL aangetoond dat een park van 50MW zou moeten voldoen.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>In de tabel wordt de verhouding 20% eigen vermogen / 80% vreemd vermogen gegeven voor wind op land. Wij zien momenteel bij de financiers een verschuiving naar grotere bijdragen EV. Dit heeft te maken met de volgende punten:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Verlaging SDE tarieven - Hogere kosten voor realisatie - Stroomprijs die ruim onder gehanteerde basisprijzen zit 	<p>ECN en DNV GL nemen voor wind op land eerder nog gunstigere <i>gearing ratio's</i> waar dan slechtere. De hogere kosten voor realisatie nemen wij niet waar, dientengevolge wordt ook het advies gegeven de SDE-tarieven te verlagen. De eerste twee punten leiden daarom niet tot hogere risico's. Het advies is om de basisprijzen voor SDE+ 2017 te verlagen t.o.v. de basisprijzen van vorig jaar. Daardoor ligt de huidige stroomprijs niet onder de geadviseerde basisprijzen voor de SDE+ 2017. Daarom leidt ook de basisprijs niet tot een hoger projectrisico.</p>
<p>Voorstel om geen onderscheid te maken tussen grondkosten en participatiekosten, maar één pot te maken voor "omgevingskosten" of "locatiekosten" of "omgevingsmanagement".</p>	<p>ECN en DNV GL hebben van EZ het uitgangspunt meegekregen om de participatiekosten niet mee te rekenen in de basisbedragen. Het voorstel voor omgevingskosten is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Voorstel om een evaluatiemoment in te bouwen over de grondkostenverlaging.</p>	<p>Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Voorstel om een extra categorie voor turbines met een lagere ashoogte in te voegen, bedoeld voor opschaling van de bestaande windturbines.</p>	<p>Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. Het eindadvies bevat geen doorrekening van een dergelijke categorie.</p>
<p>Voorstel om een overbruggingssubsidie toe te voegen voor projecten die op termijn vervangen worden.</p>	<p>Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. Het eindadvies bevat geen doorrekening van een dergelijke categorie.</p>
<p>Voorstel om een 'renovatiecategorie' toe te voegen voor turbines die geen subsidie meer ontvangen om ontmanteling te voorkomen.</p>	<p>Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. Het eindadvies bevat geen doorrekening van een dergelijke categorie.</p>
<p>Voorstel om een (generieke) overgangsregeling toe te voegen voor bestaande projecten. Windprojecten hebben vaak een lange doorlooptijd en keuzes worden gemaakt op basis van de bestaande systematiek.</p>	<p>Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. Het eindadvies bevat geen doorrekening van een dergelijke categorie.</p>
<p>Een-op-een vervanging: Er zou een uitzondering gemaakt moeten worden voor turbines die voor het invoeren van de '15 jaar-regel' uit productie zijn genomen. Men kon niet voorzien dat deze regel ingevoerd zou worden terwijl</p>	<p>In overleg met het ministerie van Economische Zaken is besloten de één-op-één vervangingscategorie niet op te nemen in het eindadvies van 2016 noch in dat van 2017.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>het volgens de huidige regeling niet meer mogelijk is een turbine te bouwen op dezelfde plek indien de oude minder dan 15 jaar in productie is geweest.</p>	
<p>Voorstel voor overgangsregeling zoals deze voor 2016 is gepubliceerd, zoals dit ook is gedaan bij de invoering van differentiatie in de SDE+.</p>	<p>Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Voorstel om beperkende eisen in de SDE+-regeling te laten vervallen, zoals minimaal 1MW groter en de eis dat een turbine minimaal 15 jaar moet hebben gestaan voordat er gebruik gemaakt kan worden van de nieuwe SDE+.</p>	<p>De uitvoering van de SDE+-regeling is geen onderdeel van dit onderzoek. Het voorstel is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>

Wind op verbindende waterkeringen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Categorie op wind op primaire waterkeringen is te beperkend opgeschreven. Niet alleen aan de waterkant zijn de kosten hoger dan wind op land, ook aan de landzijde (in de beschermingszone) zijn kosten hoger.	De afbakening van een categorie wordt besloten door het ministerie van Economische Zaken in de aanwijzingsregeling. ECN en DNV GL hebben in hun advies opgenomen op wat voor type projecten het advies van toepassing is.
Waarom zijn niet alle waterkeringen en dijken opgenomen?	De afbakening van een categorie wordt besloten door het ministerie van Economische Zaken in de aanwijzingsregeling. De categorie wind op verbindende waterkeringen geldt voor windturbines op primaire verbindende waterkeringen of aan de waterkant van primaire zeewaterkeringen, omdat daar naar verwachting aanzienlijke additionele investeringskosten voor gemaakt dienen te worden. Voor (kleine) binnendijken is dat uiteraard niet het geval.

Wind in meer, water $\geq 1 \text{ km}^2$

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Investeringskosten voor wind in meer zijn hoger dan door ECN en DNV GL zijn opgenomen in het conceptadvies.	ECN en DNV GL baseren zich hierbij op informatie uit de markt. Consultatiereacties hebben niet geleid tot aanpassing van de investeringskosten.
De vaste operationele kosten liggen hoger dan de in het conceptadvies gerapporteerde bedragen.	ECN en DNV GL baseren zich hierbij op informatie uit de markt. Consultatiereacties hebben niet geleid tot aanpassing van de vaste operationele kosten.
Winddifferentiatie zou ook voor Wind in Meer moeten worden toegepast omdat in het IJsselmeer ook minder hoge windsnelheden plaatsvinden dan waar nu mee gerekend is (8,5 m/s).	Het ministerie van Economische Zaken heeft de categorie Wind in Meer opgezet om grootschalige initiatieven in het IJsselmeer mogelijk te maken op plekken waar het hard waait. Het advies gaat daarom uit van een gemiddelde windsnelheid van 8,5 m/s.

6

Geothermie

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Tijdens de marktconsultatie is naar voren gekomen dat er partijen zijn met interesse in geothermie op een diepte tussen 200 en 500 meter. Gevraagd is om de dieptegrens voor de categorie Geothermie warmte ≥ 500 meter te verschuiven naar ≥ 200 meter.	<p>ECN, DNV GL en TNO hebben dit voorstel besproken met het ministerie van Economische Zaken. Op basis van onderstaande argumenten heeft het ministerie besloten de huidige diepte grens (≥ 500 m) niet aan te passen:</p> <ul style="list-style-type: none">- De voorgestelde ondergrens van 200 meter sluit niet aan bij de Mijnbouwwet die uitgaat van geothermie op een diepte van meer dan 500 meter. De vergunningscriteria die zijn beschreven in het besluit SDE+ zijn o.a. gebaseerd op de Mijnbouwwet en niet op de Waterwet, die uitgaat van wateronttrekking op dieptes tot 500m.- Beleidsmatig ontstaan er knelpunten met andere regelingen waarmee bijvoorbeeld warmtewinning met warmtepompen en WKO-systemen wordt gestimuleerd (EIA en ISDE). <p>De referentie-installatie en het toepassingsgebied van warmteonttrekking op <500m is afwijkend van de andere vergelijkingsprojecten en referentie cases en voor diepere geothermie (2300 – 3000 meter).</p>
Voor de categorie Geothermie warmte ≥ 3500 meter is tijdens de marktconsultatie aangegeven dat de aangenomen temperatuur voor het injectiewater	ECN, DNV GL en TNO hebben dit punt overlegd met het ministerie van Economische Zaken en zij hebben besloten geen aanpassing te maken op

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>(retourtemperatuur) van het geothermisch doublet met 45-50°C te laag ligt. De markt geeft aan dat het reëler lijkt om een retourtemperatuur tussen de 60-70°C te nemen. Voor industriële installaties lijkt een kleinere uitkoeling namelijk aannemelijker, daar waar de vraag naar lagere temperatuurwarmte minder vaak voorkomt en/of dat deze al op een andere manier wordt ingevuld.</p>	<p>de aangenomen retourtemperatuur. De markt geeft aan dat de economische barrières voor geothermische projecten meer gelegen liggen rondom financiering van dergelijke projecten, en minder aan de hoogte van het basisbedrag. Aanpassing van de retourtemperatuur zou leiden tot een aanpassing van de kostprijs voor geothermische warmte, in de categorie Geothermie warmte \geq 3500. Het ministerie van Economische Zaken is hierbij van mening dat dit dus niet noodzakelijk is. Naast de directe toepassing van de lagere temperatuur, is het voor een geothermie project ook altijd vrij om te bepalen of verdere uitkoeling van de geothermiebron (bijvoorbeeld middels de aanschaf van een warmtepomp) een nuttige investering is.</p>
<p>Tijdens de marktconsultatie is aangegeven dat kosten voor het geologische vooronderzoek dan wel geologische rapportage meegenomen zouden moeten worden als investeringskosten.</p>	<p>Voor de bepaling van het basisbedrag voor duurzame energie binnen de SDE+ regeling is het uitgangspunt dat voorbereidingskosten niet worden meegenomen als investeringskosten. De geologische rapportage valt onder deze voorbereidingskosten en dient dus te worden betaald uit het rendement op eigen vermogen.</p>
<p>Vanuit de markt komt de reactie dat de categorie Geothermie warmte > 500 meter niet goed aansluit bij de verschillende typen projecten qua toepassingsgebied (stadsverwarmingsprojecten vs. glastuinbouwprojecten) welke onder deze categorie vallen. De markt geeft aan dat geothermie projecten met stadsverwarming als voornaamste doel, een grotere onrendabele top hebben, o.a. door het lagere aantal vollasturen ten opzichte van geothermieprojecten in de tuinbouwsector. Hiernaast kennen stadsverwarmingsprojecten vaak een hogere retourtemperatuur en geeft de markt aan dat voor stadsverwarmingsprojecten met een geothermische warmtebron, een back-up warmtebron installatie</p>	<p>ECN, DNV GL en TNO hebben aan het ministerie van Economische Zaken aangegeven dat de huidige invulling van deze categorie door de markt als een probleem wordt gezien. Hierbij is het ministerie van Economische Zaken gevraagd om aan ECN, DNV GL en TNO criteria mee te geven, op grond waarvan een advies gegeven kan worden over het al dan niet opknippen van de geothermiecategorieën (e.g. met een vollasturen staffel). Het ministerie heeft besloten dat er binnen de huidige regeling geen ruimte is voor het opknippen of introduceren van een vollasturen staffel, waardoor ECN, DNV GL en TNO het eindadvies hierop niet hebben aangepast.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>aangeschaft dient te worden. Voor glastuinbouw wordt aan de andere kant bepleit dat er rekening gehouden zou moeten worden met externe inkoop van CO₂ ten behoeve van de bemesting van gewassen. De markt vraagt daarom de regeling aan te passen zodat beide toepassingsgebieden (glastuinbouw en stadsverwarming) uit kunnen in deze regeling.</p>	
<p>Vanuit de markt komt de reactie dat de toegestane bankingstermijn van drie maanden per jaar als te kort gezien, mede door de lange stilstand of voor het compenseren van een volloopscenario waar sommige geothermie projecten mee te maken krijgen.</p>	<p>Deze opmerking heeft niet direct betrekking op het vaststellen van de basisbedragen voor de SDE+ ronde in 2017 en kunnen derhalve dus niet teruggevonden worden in het eindadvies. ECN, DNV GL en TNO hebben dit punt wel meegegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Vanuit de markt komt de reactie dat 35% van de bestaande geothermieprojecten het huidige bronvermogen wil vergroten, maar dat het gepubliceerde conceptadvies (mei 2016) geen mogelijkheid biedt voor de financiering van de onrendabele top van mogelijke projectuitbreiding, bijvoorbeeld door middel van het boren van een extra put, radiaal boren (<i>radial drilling</i>), <i>radial jetting</i> of andere <i>fracturing</i>- of bronstimulatie-opties. Marktpartijen vragen ECN, DNV GL en TNO dit mee te nemen in het eind advies aan het ministerie van Economische Zaken.</p>	<p>ECN, DNV GL en TNO hebben het ministerie gevraagd naar een mogelijkheid om het uitgangspunt om geen projectuitbreiding mee te nemen in het SDE+ te heroverwegen, echter dit jaar heeft het ministerie van Economische Zaken expliciet aan ECN, DNV GL en TNO gevraagd alleen te kijken naar de twee warmtecategorieën (Geothermie warmte ≥ 500 meter, en Geothermie warmte ≥ 3500 meter).</p>
<p>In het conceptadvies staat de restwaarde van geothermieprojecten op een positief getal. Verschillende marktpartijen geven aan dat ze zouden verwachten dat de restwaarde negatief zouden zijn vanwege de abandoneringskosten waar geothermieputten aan het eind van hun levensduur mee te maken hebben.</p>	<p>De reden dat ECN, DNV GL en TNO een positieve restwaarde meenemen voor geothermieprojecten is omdat de levensduur van een geothermische bron in de regel langer is dan de looptijd van de SDE+. Aan het eind van de 15 jaar waarin SDE+-subsidie wordt ontvangen, heeft de put nog meerdere productieve jaren te gaan, waardoor de restwaarde van het project als positief gezien wordt.</p>
<p>De O&M kosten stijgen onder andere vanwege druk van de overheid om meer metingen te doen naar putintegriteit. Wordt dit ook meegenomen in de kosten?</p>	<p>ECN, DNV GL en TNO hebben gerekend met stijgende O&M kosten, en dit ook meegenomen in het advies aan het ministerie van Economische Zaken.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De prijs van de warmte die geothermieprojecten krijgen ligt onder het correctiebedrag dat is bepaald voor geothermie. Dit komt onder andere vanwege een onzekerheid in de levering van geothermische warmte die bijv. opgelost moet worden met een extra investering in een gas-WKK.	De berekening van het correctiebedrag staat vast in de regeling en valt buiten de scope van de consultatie over de basisbedragen. ECN, DNV GL en TNO hebben het ministerie van Economische Zaken hierover wel geïnformeerd.
Vanuit de markt komt de reactie dat de SDE+-regeling een categorie voor unieke nieuwe projecten, zou moeten opnemen.	ECN, DNV GL en TNO hebben dit aangegeven aan het ministerie van Economische Zaken, maar geven ook aan dat de SDE+ regeling niet opgezet is voor unieke nieuwe projecten.
Eigen vermogen zou tussen de 10 en 40% liggen, met voor geothermie een gemiddelde van 30%. Banken stellen als voorwaarde voor financiering een minimum van 30%. De gehanteerde waarde van 30% is dan ook aan de lage kant.	Financiering van geothermieprojecten is gecompliceerd. Meer inbreng van eigen vermogen betekent niet vanzelfsprekend dat ook het basisbedrag hoger moet liggen.
5500 uur is niet voldoende voor een aardwarmteproject met HTO-opslag zomer/winter. De oude regeling van 7000 uur zou weer geïntroduceerd kunnen worden al dan niet met een categorietoevoeging "met HTO".	De SDE+ beoogt niet om ondersteuning te bieden voor energieopslagsystemen. Als via hogetemperatuuropslag (HTO) de geothermische bron beter benut kan worden, dan dient dit zich via andere routes te financieren.
De variabele vergoeding van 5500 uur is niet voldoende om projecten in de bebouwde omgeving vlot te trekken. De bebouwde omgeving verduurzamen kan ook. Huizen hebben maar 1.000 uur per jaar. Voorstel 1: Graag een vast (hoog) bedrag voor de eerste ca 1000 uur introduceren en variabel voor de volgende 4500 uur. OF voorstel 2: Een aparte categorie introduceren met 1000 uur voor bebouwde omgeving. Dat wil zeggen woningen als basis i.p.v. tuinbouw als basis.	De introductie van een staffel, waarbij over de eerste 1000 vollasturen een hoger basisbedrag zou gelden dan voor de overige 4500 vollasturen, valt buiten het kader van de adviesopdracht. De 5500 vollasturen wordt geëigend beschouwd voor verduurzaming van de basislast van grote stadsverwarmingsnetten. De SDE+ richt zich echter op de ondersteuning van de productie van hernieuwbare energie, niet op het verduurzamen van de energievraag.
Bij geothermische warmte wordt voor beide varianten gerekend met een rendement van 15%. Bij diepe geothermie zijn de risico's groter. Dit zou je terug moeten zien in een hoger rendement voor diepe geothermie.	Het rendement op eigen vermogen wordt primair bepaald door alternatieve investeringsmogelijkheden in de energiesector. Een secundaire omstandigheid is bijvoorbeeld een moeilijk vooraf in te schatten projectvermogen. Hierbij wordt het rendement op eigen vermogen met drie procentpunt verhoogd, zoals bij geothermische warmte van toepassing

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
	<p>is. Differentiatie van deze opslag al naar gelang de boordiepte kunnen ECN en DNV GL, bijgestaan door TNO, niet steekhoudend onderbouwen, gegeven de algehele financieringsproblematiek bij geothermische warmte en het innovatieve karakter van diepe boringen.</p>
<p>De beschreven diepte van 500 m zou voor het 'raken' van het reservoir moeten gelden. Bijvoorbeeld de Brusselse Zanden op 430-530 m horen ook in de categorie >500 m. Voorstel: helder omschrijven dat het om het diepste punt gaat (raakt mijnwet).</p>	<p>De exacte categoriedefinitie is niet aan ECN en DNV GL om te adviseren. We zullen dit punt meegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Vanuit de markt komt de reactie dat diverse producenten zich actief richten op gecombineerde opwekking, hierdoor kan een groter vermogen benut worden wat de haalbaarheid van aardwarmte in de stedelijke omgeving vergroot. De markt vraagt dan ook om openstelling van de derde categorie voor Geothermie WKK?</p>	<p>Dit jaar heeft het ministerie van Economische Zaken expliciet aan ECN, DNV GL en TNO gevraagd alleen te kijken naar de twee warmtecategorieën (Geothermie warmte ≥ 500 meter, en Geothermie warmte ≥ 3500 meter). Er is dus geen advies uitgebracht over gecombineerde WKK opties, daar dit buiten de onderzoeksvraag valt, zoals deze is afgegeven door het ministerie van Economische Zaken.</p>

7

Waterzuivering

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>De SDE+-regeling zou zo veel mogelijk onafhankelijk van een technologie moeten zijn. De methodiek die wordt voorgesteld, om de subsidie afhankelijk te laten zijn van de mate van afbraak, lijkt niet verstandig om de volgende redenen:</p> <ul style="list-style-type: none">- De staffels zijn te groot.- Slibhoeveelheid is vrij lastig te meten.- Het kan financieel interessant zijn om meer slib door dezelfde vergistingstank heen te leiden. <p>Een alternatieve voorstel is om de SDE van een bepaalde locatie te bepalen op basis van de geproduceerde éxtra kWh's of m³'s biogas. Per installatie moet dan aangetoond worden:</p> <ul style="list-style-type: none">- Energieproductie in de voorgaande jaren op deze locatie.- Dat het extra slib voor de installatie nog niet wordt vergist in een andere installatie. <p>In uw rapport wordt geen aandacht besteed aan de vergisting van municipaal afvalwater, oftewel menselijke mest. Dit kan het groengaspotentieel met een factor 100 vergroten.</p>	<p>Deze reactie heeft er mede toe bijgedragen dat ECN en DNV GL het voorstellen gedaan in het conceptadvies intrekken en na overleg met belanghebbenden gaan werken aan een alternatief.</p> <p>De mogelijkheid van dergelijke installaties is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. ECN en DNV GL menen dat het een innovatieve techniek is (d.w.z. niet grootschalig commercieel uitgerold), waarom ECN en DNV GL geen aparte behandeling hebben opgenomen in het advies.</p>

8

Verbranding en vergassing van biomassa

Biomassaprijzen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>De inflatie van biomassaprijzen die in de tabel is opgenomen (1,75 %) is voor houtpelletprijzen reëel maar lijkt voor houtchips een onderschatting van de trend die experts voor de komende 5 jaar verwachten. Meer principieel kan de vraag worden gesteld of de SDE+ regeling niet zodanig zou moeten worden herzien dat de subsidie op brandstof achteraf op basis van de reële, betaalde prijzen wordt uitgekeerd.</p>	<p>Voor de inflatie wordt aangesloten bij de uitgangspunten voor de meest recente Nationale Energieverkenning. In de NEV 2016 bedraagt de meerjarige inflatie 1,5%/jaar (in het conceptadvies werd nog de waarde van 1,75%/jaar gebruikt). Additionele risico's ten aanzien van toekomstige biomassaprijzen worden gehonoreerd via een hoger rendement op eigen vermogen van drie procentpunt.</p>
<p>De prijs voor vloeibare biomassa dient te worden verhoogd, gegeven de prijs en stookwaarde voor pyrolyse-olie. Evenals pellets betreft pyrolyse-olie in feite biomassa die is vóorbewerkt om deze efficiënter te kunnen transporteren en opslaan en geschikt te maken voor toepassing bij eindgebruikers waar directe inzet van ruwe biomassa geen optie is. Door deze vóorbewerkingsstap stijgt de prijs van de biomassa.</p>	<p>Vloeibaar dierlijk vet wordt als referentiebrandstof gehandhaafd. Pyrolyse-olie is, zoals ook wordt erkend in de ingebrachte reactie, een halfproduct. De meerkosten van pyrolyse-olie dienen deels om de kosten van vóorbewerking van biomassa te compenseren. Zodra pyrolyse-olie in handelsvolume groot genoeg wordt om als referentiebrandstof te dienen, zullen ECN en DNV GL het vraagstuk van kostencompensatie voor biomassavóorbewerking eerst met het ministerie van Economische Zaken wenselijk te bespreken.</p>
<p>De energie-inhoud van vers snoei- en dunningshout ligt tussen de 7-8 GJ/ton, en geen 9 GJ/ton. Vers hout kost op dit</p>	<p>Alle informatie overschouwende, zien ECN en DNV GL onvoldoende reden om de relatieve biomassaprijzen aan te</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>moment 40-50 €/ton. Of 41,50 €/ton bij 7,5 GJ/ton ook de prijs is die daadwerkelijk de groei van houtexport zal doen afremmen, is de vraag. Reeds 10 jaar op rij gaat namelijk meer dan 50% van al het hout dat in Nederland vrijkomt, de grens over met Duitsland en Denemarken.</p>	<p>passen. Tevens zij vermeld dat de SDE+ niet beoogd om alle biomassa in Nederland te houden. Dat biomassa deels de grens over gaat naar Duitsland en Denemarken, wordt daarbij als gegeven beschouwd.</p>
<p>De prijs van B-hout is te hoog. Mede dankzij de import van afval is op dit moment een overschot aan B-hout beschikbaar wat de prijs onder druk zet. Prijzen van maximaal 20-25 €/ton afgeleverd zijn momenteel gangbaar.</p>	<p>Alle informatie overschauwende, zien ECN en DNV GL reden om de prijzen voor B-hout te verlagen naar 25 €/ton.</p>
<p>Partij kan zich vinden in de aangenomen prijzen. Op dit moment is het prijsniveau van B-hout redelijk stabiel te noemen. Op dit moment wordt echter een overschot aan B-hout op de markt gesignaleerd. Dit is onder meer het gevolg van:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Weinig consumptie als gevolg van drie zachte winters achter elkaar. - De investeringen in de bouw zijn aangetrokken, waardoor iets meer recycle-hout aangeboden wordt. 	<p>De gehanteerde prijs voor B-hout is in het eindadvies verlaagd tot 25 €/ton.</p>
<p>Op dit moment zijn pellets op basis van A-hout niet meegenomen. Met name voor de biostoomcategorie is daar juist wel vraag naar. Vanuit duurzaamheids-overwegingen dient daar nauwlettend mee te worden omgegaan. Vanuit het gedachtegoed van de circulaire economie en de recyclingsdoelstellingen is zoveel mogelijk hergebruik leidend. Het A-hout voor pellets is echter niet geschikt voor hergebruik. De verwerking in pellets is daarmee niet in strijd met de hergebruiksdoelstellingen en zou ons inziens in de biostoomcategorie mede moeten worden opgenomen.</p>	<p>Afvalhout in de vorm van B-hout is in de SDE+-regeling uitgesloten van ondersteuning bij inzet in ketels. A-hout is sinds de regeling najaar 2016 een toegestane brandstof voor houtpellets. Vormgeving van de SDE+-regeling is aan het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>Voor de kosten van biomassa bij meestook wordt uitgegaan van 150 €/ton CIF ARA inclusief risico-opslag. Voor grootschalige bij- en meestook moet een biomassaprijs van 160 €/ton CIF ARA gehanteerd worden (exclusief het risico dat de pelletproducent in gebreke blijft en exclusief additionele kosten door duurzaamheidscriteria). Dit is de prijs in</p>	<p>De inschatting van ECN omtrent de integrale pelletprijs over de gehele periode bevindt zich aan de onderkant van de bandbreedte van de schatting die deze partij aanlevert. Gegeven andere informatie die wij hebben meegenomen bij onze prijsstelling zien we geen aanleiding deze te veranderen.</p>

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
2018, waarna met 2,5%/jaar prijsstijging gerekend moet worden door een sterker wordende euro.	
De kosten van de biomassa voor meestook (houtpellets) voor zowel bestaande als nieuwe capaciteit zijn met 160 €/ton echt te hoog. Zeker ook omdat bestaande maar ook de nieuwe centrales met meestook-capaciteit de gehele houtpellet-keten - van inname hout tot productie houtpellets, verschepping en de uiteindelijke meestook - in eigen handen heeft. Zeker op deze schaal moet men uitgaan van een houtpelletprijs van maximaal 100 tot 125 €/ton, afgeleverd.	De hier genoemde lagere biomassaprijs kon in het mondelinge overleg niet feitelijk onderbouwd worden. Daarmee geeft dit onvoldoende basis om dit argument mee te nemen in de overwegingen.
Het zou bekend zijn dat de prijs van houtpellets voor bij- en meestook en warmte houtpelletketels, door de Nederlandse importeur kunstmatig hoog wordt gehouden. Ddit vergt op zijn minst een nader onderzoek.	Vanuit onze brede marktconsultatie zijn ons op dit punt geen concrete gevallen ter ore gekomen. Wij zien geen reden om hier nader onderzoek op te starten.
De meeste leveranciers leveren houtpellets met energie-inhoud van 18 GJ/ton, geen 17 GJ/ton.	Onze aannames zijn gebaseerd op de algemeen gehanteerde handelsdefinitie voor houtpellets.
Aangezien de Nederlandse duurzaamheidscriteria voor biomassa duidelijk krapte creëren in de markt en wezenlijk afwijken van biomassa standaarden in andere landen, dient een prijsopslag voor deze duurzaamheidscriteria gehanteerd te worden op de biomassaprijs. Wij zouden graag zien dat ECN een analyse maakt die de hoogte van een dergelijke toeslag onderbouwt.	Dit wordt in overweging meegegeven aan het Ministerie van Economische Zaken.
Indien de duurzaamheidseisen voor vaste, houtige biobrandstof betekenen dat de biobrandstof moet voldoen aan de NEN 8080 norm, dan zal de kostprijs, vooral voor kleinere partijen significant hoger worden. Voor bekende biomassa die in Nederland vrijkomt, zou geen normering of in ieder geval een werkbare normering toegepast moeten worden om de kosten laag te houden.	Bij het berekenen van de basisbedragen houden ECN en DNV GL rekening met de vigerende duurzaamheidseisen.

Nieuwe capaciteit voor meestook

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
In de berekening van de basisbedragen blijkt in het bedrag voor O&M-kosten ook de basisprijspremie van 2 €/MWh te zijn inbegrepen. Naar onze mening is dit niet juist en niet in lijn met de uitgangspunten van het conceptadvies.	De basisprijspremie van 2 €/MWh was inderdaad niet meegenomen in deze kostenpost in het conceptadvies. In het eindadvies zijn deze kosten wel meegenomen. Daarnaast hebben we gekeken naar het effect van ombouw van kolenmolens in plaats van additionele hamermolens op de O&M-kosten. Op basis daarvan zijn de O&M-kosten verlaagd naar 2 €/MWh. Het totaal van deze post komt daarmee op 4 €/MWh.
Omdat specifiek biomassameestook enkel door grote energiebedrijven kan worden gerealiseerd, die allen via de balans financieren, wordt voorgesteld een verhouding vreemd/eigen vermogen te hanteren van 40/60.	Voor alle categorieën, inclusief bij- en meestook, geldt als uitgangspunt van de adviesopdracht dat uitgegaan moet worden van projectfinanciering.
Voor nieuwe capaciteit meestook is het basisbedrag SDE+ 2017 met 0,114 €/kWh ten opzichte van het basisbedrag SDE+ 2016 van 0,039 bijna verdrievoudigd. Hier worden de verkeerde conversietechnieken gesubsidieerd of is er sprake van een soort van compensatie- c.q. afkoopregeling voor geleden schade c.q. snellere afschrijving van de nieuwe kolencentrales?	Hier worden verschillende dingen met elkaar vergeleken. De genoemde € 0,039/kWh is het correctiebedrag van vorig jaar en kan niet vergeleken worden met het basisbedrag van dit jaar.

Bestaande capaciteit voor bij- en meestook van biomassa

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Decentrale energievoorzieningen zijn wenselijk, omdat op lokaal niveau meer energetisch en kostenefficiënt de energie wordt benut. Bij de meeste oude maar ook nieuwe kolen- en gascentrales wordt de warmte niet of onvoldoende benut. De overheid zou alleen SDE voor bij- en meestook moeten geven wanneer naast elektriciteit ook de warmte uitgekoppeld en benut wordt.	Dit punt valt buiten de scope van de adviesopdracht.
De netto subsidie (basisbedrag – correctiebedrag) voor bestaande capaciteit voor bij- en meestook (0,107-0,040 €/kWh) en nieuwe capaciteit meestook (0,114-0,040 €/kWh) ligt een factor 2 hoger ten opzichte van de netto	Voor alle categorieën wordt een basisbedrag vastgesteld op basis van een realistisch referentiecasi. Daarmee zullen basisbedragen tussen categorieën onderling van elkaar verschillen.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
subsidie voor Thermische conversie van biomassa, <100 MW _e (0,077-0,025 €/kWh). Kortom, bij- en meestook wordt duidelijk voorgetrokken door over-subsidiëring.	
Om de CO ₂ -uitstoot verder terug te dringen, wil het kabinet Amercentrale in Geertruidenberg op korte termijn laten sluiten. Ook de Hemwegcentrale in Amsterdam is in beeld. Dit najaar wordt definitief een knoop doorgehakt. De Amer en de Hemweg zijn centrales met bestaande mee- en bijstook uit de jaren '90, waarnaar ECN refereert met de concept basisbedragen voor bij- en meestook. Waarom willen EZ en ECN, als zij de keuze heeft om SDE te verstrekken op bij- en meestook van meer efficiëntere nieuwe centrales, toch deze oude installaties in leven houden?	Het ministerie van Economische Zaken heeft ECN en DNV GL advies gevraagd over het benodigde basisbedrag voor inzet van biomassa in kolencentrales. De categorisering in bestaande bij- en meestook en nieuwe meestook is zo gekozen, dat het merendeel van de kolencentrales met de SDE+ rendabel biomassa kan stoken in de kolencentrale.
De inzet van alternatieve brandstoffen leiden bij biomassameestook niet tot een beterebusiness case. Derhalve dient de berekening wederom voor 100% op basis van houtpellets plaats te vinden.	Het advies is gebaseerd op 100% houtpellets.
Bij hogere percentages (>20%) meestook zullen additionele kosten ontstaan doordat het vliegias niet meer zonder kosten afzetbaar is in de cement- en betonindustrie en voor een groot deel zelfs in zijn geheel niet meer afzetbaar is in deze industrie. Dit leidt tot meerkosten in de ordegröte van X €/MWh bij 30% meestook en oplopend tot Y €/MWh bij 50% meestook.	Bij hogere percentages meestook wordt de askwaliteit een nadrukkelijker punt van aandacht. Zowel de keuze van kolenkwaliteit als de biomassakwaliteit zijn hierin sterk bepalend. De gehanteerde referentiecasi is gebaseerd op meestook van 20% biomassa (op energiebasis), waarbij deze extra kosten niet optreden.

Biomassavergassing > 95% biogeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Het energetisch rendement van de referentie installatie is op 70% gesteld. Is er een werkende installatie bekend waar dit rendement daadwerkelijk behaalt wordt? Ons inziens is een rendement van max 65% meer realistisch.	Het energetische rendement van de referentie-installatie is aangepast naar 65% op basis van ervaringen met vergassingstechnologie in het buitenland.

Ketel op vloeibare biomassa

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Als investeringskosten is gerekend met 0 €/kW _{th} output. Naar onze mening bedragen de investeringskosten xx €/kW _{th} output. Als referentie geldt een aardgasgestookte ketel. Als meer-investeringen zijn er investeringen in een olieopslag en toevoersysteem, een speciale brander voor de pyrolyse-olie en een doekenfilter. Om de NO _x -eis te halen is daarnaast ook een DeNO _x -installatie vereist.	In deze categorie is zowel een nieuwe biomassaketel toegestaan als een ombouw van een bestaande aardgasketel naar biomassaketel. Omwille van de generaliteit van de parameterisering is gekozen om eventuele eenmalige kosten van de ketel dan wel ombouw van de ketel te versleutelen naar jaarlijkse kosten via de kostenpost O&M.

Ketel op vaste of vloeibare biomassa, 0,5 - 5 MW_{th} en 0,1 - 0,5 MW_{th}

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
De investeringskosten voor de categorie 0,1-0,5 MW zijn te laag ingeschat. Zaken als biomassa-invoer, rookgasrecycling en besturing, zijn naar verhouding duurder bij deze kleinere installaties.	De investeringskosten voor kleine ketels zijn herzien in het eindadvies.
In het conceptadvies wordt de ondergrens voor houtketels verlaagd van 500 kW naar 100 kW. De ondergrens zou gesteld kunnen worden op 130 kW, omdat er in de NEN-norm 3028 deze grens wordt gehanteerd. Vanaf 130 kW is er een wettelijke verplichting de biomassaketel in een apart ketelhuis op te stellen.	ECN en DNV GL zien in de genoemde norm een verantwoorde rechtvaardiging om de ondergrens op 130 kW te stellen.
Met grote instemming nemen wij kennis van het voorstel de ondergrens in deze categorie te verlagen. Zowel in de categorie tot 500 kW als in de categorie 500 kW – 5 MW kan een ketelinstallatie voor de genoemde investeringskosten worden gevonden. Dit betreft echter ketels die aangewezen zijn op hoogwaardige, dure brandstof. Er wordt echter uitgegaan van laagwaardige brandstof. Bij laagwaardige brandstof zullen de kosten meer dan € 600 /kW _{th} output bedragen.	ECN en DNV GL bevestigen dat er een relatie zit tussen de kosten van de technische installatie en de kwaliteit van de biomassa. De kwalificatie dat de referentie-brandstof als laagwaardig beschouwd zou moeten worden, delen ECN en DNV GL niet.

Ketel op vaste of vloeibare biomassa, ≥ 5 MW_{th}

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
In de glastuinbouw of een klein stadsverwarmingnet worden veel minder draaiuren gemaakt dan 7000. Het basisbedrag (0,043 €/kWh) is in het merendeel van de situaties dan ook te laag. Voorstel is om het aantal draaiuren te stellen op 4000.	Het aantal vollasturen van 7000 kan als normstellend beschouwd worden.
Bij de berekeningen voor wind- en zonne-energie wordt rekening gehouden met profiel- en onbalanskosten. Bij de levering van warmte is over het jaar genomen meestal sprake van een seizoensmatig afnamepatroon. Dit beïnvloedt de rentabiliteit van de projecten. Op welke wijze wordt met de onbalans in de warmteafname rekening gehouden ?	Bij warmteafzet kan een profieffect optreden. Warmteafzet zal hoofdzakelijk plaatsvinden in het winterhalfjaar, een periode waarin de gasvraag hoger ligt. Onder de aanname dat dit leidt tot een hogere gasprijs in het winterhalfjaar, zou er dus een positief profieffect optreden: een installatie die 4000 vollasturen warmte afzet zal gemiddeld genomen een hogere warmteprijs ontvangen dan een installatie die volcontinu warmte afzet. De rentabiliteit van de projecten wordt hierdoor dus gunstig beïnvloed. De seizoensvariatie in de gasprijs is echter van beperkte aard, waarom ECN en DNV GL tot op heden niet geadviseerd hebben om hiervoor de SDE+-subsidies te korten.

Warmte, houtpellets > 5 MW_{th}

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Alle biomassa- en fossiele energieprijzen zijn gezakt, maar de brandstofprijs c.q. houtpelletprijs is gestegen. Dit is opmerkelijk daar de houtpelletprijs een internationale prijs is die min of meer meebeweegt met de prijs van fossiele energie.	Voor alle prijzen geldt dat we de prijzen op de termijnmarkt meewegen voor zover die beschikbaar zijn. Voor houtpellets bestaat een termijnprijs die door ECN en DNV GL meegewogen wordt.
Blijkens de Warmtevisie van Minister Kamp en de ambities van steden en provincies, dienen warmtenetten een grote(re) bijdrage te (gaan) leveren aan de verduurzaming van de energievoorziening in de gebouwde omgeving. Bij bijna alle bestaande warmtenetten wordt de 'piekwarmte' (15-20% van de totale warmteproductie) opgewekt met behulp van aardgasgestookte ketels. Door deze	Het verzoek is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. ECN en DNV GL achten het wel raadzaam om ten aanzien van het omgang met het beoogde aantal vollasturen warmte, de SDE+ zo veel mogelijk integraal beschouwen en intern consistent te houden.

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>te vervangen door installaties waarbij houtpellets worden ingezet, wordt duurzame warmte opgewekt en leidt dit tot een belangrijke verdere verduurzaming van warmtenetten. Door het relatief lage aantal draaiuren en de hogere operationele kosten van dergelijke installaties is dit binnen de huidige SDE+-regeling niet rendabel. Daarom zou een categorie "Piekwarmte, houtpellets > 5 MWth" geïntroduceerd kunnen worden.</p>	
<p>Goed dat de ondergrens voor deze categorie wordt verlaagd van 10 MW naar 5 MW. Voorgesteld wordt om voor een referentie-installatie te kiezen van 10 MWth of de categorie op te delen.</p>	<p>ECN en DNV GL zien geen aanleiding in de ontvangen informatie om op basis van kostprijs een onderscheid te maken tussen installaties van 30 MWth en 10 MWth.</p>
<p>Het is onduidelijk waarom in deze categorie voor een afwijkende subsidieduur van 8 jaar wordt gekozen.</p>	<p>De subsidieduur is als uitgangspunt meegegeven door het ministerie van Economische Zaken. Overigens hebben ECN en DNV GL vorig jaar consultatiereacties ontvangen die juist pleitten vóór een "afwijkende subsidieduur van acht jaar.</p>
<p>Voor biomassaketels en bio-WKK's zijn de basisbedragen niet toereikend voor het merendeel van de projecten, vanwege afwijkingen in draaiuren, brandstofprijzen en vanwege de uiteenlopende investeringskosten.</p>	<p>ECN en DNV GL erkennen dat projecten die maar een beperkte warmteafzet kunnen realiseren, via de SDE+ een moeilijke businesscase zullen hebben. Diverse projecten houden een verduurzaming in van een bestaande situatie. Soms kan gebruik gemaakt worden van delen van voorzieningen van de oude situatie (voor zover de SDE+-regeling dat toelaat). Naar aanleiding van deze ingekomen reactie en aanvullende informatie, zijn de investeringskosten van de referentie-installatie aangepast. Uit andere consultatiereacties is voldoende informatie gekomen om de gehanteerde biomassaprijzen te handhaven.</p>

Thermische conversie van biomassa, <100 MWe

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>Opvallend is dat het elektrisch rendement ten opzichte van vorig jaar (2016; 6%) en het jaar daarop (2015; 10%) met 22% een bovengemiddelde verhoging genoemd mag worden. De relatief kleinschalige decentrale projecten vallen met een elektrisch rendement van ~10%, dan op voorhand af. Een gemiste kans daar de eigenschap van decentrale warmte-kracht opwekking een veel hoger energetisch totaalrendement kent en de geproduceerde warmte en elektriciteit meer maximaal benut wordt dan de meer grootschalige biomassacentrales</p>	<p>De referentie-installatie is herzien vanwege het samenvoegen door het ministerie van Economische Zaken van twee categorieën voor thermische conversie. 2016 met 2015 vergelijken staat daarmee gelijk aan het vergelijken van twee onvergelijkbare grootheden.</p>
<p>De thermische conversie van biomassa gaat uit van een groot bestaand stadsverwarmingsnet. Dit maakt toepassing van kleinschalige bio-WKK onmogelijk. Er is grote belangstelling om lokale biomassastromen en lokale warmtebehoefte in kleine netten te koppelen. Dit betekent bio-WKK eenheden kleiner dan circa 10MWth/2MWe. De huidige categorie doet hieraan geen recht. Een separate categorie is nodig met een hoger basisbedrag en een lager aantal (warmte) vollast uren.</p>	<p>Het ministerie van Economische Zaken heeft geen advies gevraagd over een basisbedrag voor kleinschalige bio-WKK's.</p>

9

Vergisting van biomassa

Gehanteerde prijzen voor biomassavergisting

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Voor de mest-covergisters wordt aangenomen dat 50% van de mest vanuit het eigen bedrijf afkomstig is. Nieuwe mest-covergisters hebben veelal een centraal karakter, waarbij alle stromen aangevoerd worden. Het aandeel aanvoer van eigen bedrijf zal voor nieuwe installaties daarom richting 0% gaan.	De referentieprij van dierlijke mest wordt in het eindadvies verhoogd. De verhouding tussen mest uit aanvoer en uit eigen bedrijf wordt voorsnog gelijk gehouden. De schaalgrootte van de referentie-installatie past nog niet bij een situatie met hoofdzakelijk externe aanvoer van mest.
De afvoer van dierlijke mest is eerder 18 €/ton dan 15 €/ton. Samenhangend is dat de meeste co-vergisters zijn geïnstalleerd waar ook veel mest vrijkomt en een groter mestoverschot heerst.	Dit is geverifieerd en het eindadvies is hierop aangepast.

Algemeen

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Er ontbreekt een categorie die gebruik maakt van bestaande infrastructuur. Door het ontbreken van een dergelijk categorie kan er ook geen beschikking voor worden aangevraagd. Bij monomestvergisting ligt de onrendabele top ver boven het maximale SDE+ tarief van 15 ct. Door concepten door te rekenen die gebruik maken van bestaande mestopslagsilo's of andere nuttige infrastructuur, kunnen ondernemers kiezen om van deze route gebruik te maken.	Dit relateert aan bestaande infrastructuur, niet historisch gebruikt voor vergisting, en daarmee geen verlengde levensduur. Het verzoek is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken.
De gekozen verhouding tussen vreemd vermogen en eigen vermogen van 70/30 is in de praktijk bij biogasprojecten niet meer haalbaar. De verhouding is verschoven naar 60/40.	De verhouding hangt af van het projectrisico en uiteindelijk ook van de hoogte van het basisbedrag. Een praktijkverhouding van 60/40 kan impliceren dat het basisbedrag aan de lage kant ligt (al kunnen ook andere

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
	risico's een verklaring voor deze verhouding zijn). "Biogasprojecten" is daarbij wel een containerbegrip. Mestcovergistingsprojecten lijken daarbij moeilijker te financieren dan bijvoorbeeld industriële vergistingsprojecten. Bij mestcovergisting is evenwel een keuze gemaakt om de prijsontwikkeling van de benodigde biomassa niet onnodig te beïnvloeden via de SDE+-subsidies.
Het digestaat hygiëniseren met warmte uit de vergister wordt als nuttige toepassing gezien. Voor het rendabel krijgen van monomest- of covergistingsinstallatie is verwerking van het digestaat noodzaak. Het digestaat zal volgens de mestverwerkingsregels verwerkt moeten worden. Dus hygiëniseren is daarin noodzakelijk. Hygiëniseren van alle input van de vergister zou in dit kader een efficiëntere toepassing zijn. In de huidige regelgeving wordt dat echter niet toegestaan. Het SDE+ waardig aanwenden van warmte bij vooraf hygiëniseren zou kunnen bijdragen aan een efficiëntieverbetering.	Het verzoek is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken. ECN en DNV GL erkennen dat het energetisch voordeliger is om vooraf te hygiëniseren.

Allesvergisting (hernieuwbaar gas)

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
In de investeringshoogte van een vergister met hernieuwbaargas-installatie moeten additionele investerings- en O&M-kosten zijn opgenomen om zuivere vloeibare CO ₂ af te vangen en op te slaan.	Ook dit jaar geldt dat de SDE+-regeling zich enkel richt op de productie van hernieuwbare energie, niet op CO ₂ -afvang en -benutting.
De aangenomen grondstofkosten c.q. inkoopprijs van biomassa van 27,8 €/ton is niet reëel is. Zeker gezien dat de groeninzamelaars en verwerkers niet hoeven te betalen voor ingenomen biomassa maar daar juist geld op toe krijgen in de vorm van een poorttarief. Kortom zij betalen niet om groenafval te verwerken maar ontvangen daarvoor geld.	De inhoudelijke reactie gaat over GFT-afval. GFT-afval is niet de referentie-brandstof, aangezien GFT-installaties ook niet de referentie-installaties zijn.

Vergisting en covergisting van dierlijke mest (hernieuwbaar gas)

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
Onvoldoende rekening wordt gehouden met risicoafslagen voor meer- of minderproductie bij groengasinvloeders. Deze afslag is niet vast, maar afhankelijk van volume, bandbreedte en risicoprofiel van de invoeder. De contractkosten moeten hierop worden aangepast.	ECN en DNV GL erkennen dat er onzekerheden bestaan die heel specifiek betrekking hebben op de invoeding van groen gas. De genoemde punten worden in overweging genomen voor nader onderzoek in 2017.
Voor een mest-covergister is de interne warmtevraag op 5% gesteld. Gezien de tendens om meer laagwaardiger biomassa te vergisten en grotere aandelen mest (60-80%) te vergisten zal de interne warmtevraag toenemen. Voor 95% mest wordt uitgegaan van een warmteverlies van 18%. Voor covergisting met veel laagwaardige stromen zal het warmteverlies tussen de 5 en 18% liggen.	Het vergisten van meer mest is in de huidige case niet voorzien. Dit zou tevens tot aanpassing van de verhouding van invoerstromen moeten leiden en dus aanpassing van de substraatkosten. ECN en DNV GL zien covergisting en monovergisting meer als twee uitersten op een variabele schaal. Grootschalige monovergisting en covergisting zouden in samenhang beschouwd moeten worden, waarbij in afwachting daarop voor nu de ratio mest/cosubstraat op 50/50 gehandhaafd blijft.
Voor de referentie gasopwaardering is een rendement op methaan van 99,9% aangenomen. Dat is met standaard membraantechnologie niet realistisch. De in de markt geclaimde rendementen liggen typisch tussen de 97 – 99,5%.	Met een membraantechnologie is een rendement van 99,9% inderdaad niet realistisch. Voor deze categorie is membraanscheiding echter niet de referentietechniek.

Gecombineerde opwekking vergisting en covergisting van dierlijke mest

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>De gekozen systematiek om de vollasturen (8000 uur elektriciteit en 4000 uur warmteafzet) om te rekenen naar een samengesteld aantal vollasturen resulteert in 5732 uur. Deze referentie case wordt in de praktijk niet meer toegepast, en leidt voor de wel toegepaste concepten tot ongewenste hogere kosten.</p>	<p>Naar aanleiding van deze reactie hebben ECN en DNV GL overleg gevoerd met het ministerie van Economische Zaken, waarbij de vollasturen warmte zijn aangepast naar 7000 uur. Dit voorkomt ongewenste overdimensionering van de WKK en is realistisch daar waar de warmte aangewend kan worden voor hygiënisering van het digestaat.</p>
<p>Voor de categorie mest-(co)vergisting warmte zou een investering in een gasleiding opgenomen moeten worden. Nieuwe installaties worden daar geplaatst waar een (externe) warmtevraag is. Ons voorstel is om ca. 2 km gasleiding op te nemen à €250.000. Deze vervangt niet de investering in de extra warmteketel. Door de combinatie met een bestaande warmtevraag kan het aantal vollasturen naar 8.000 uur gaan.</p>	<p>Voor de referentie-installatie wordt uitgegaan van het hygiëniseren van het digestaat als nuttigewarmtetoepassing. Een gasleiding van 2 km tussen vergister en ketel om dit te bereiken, achten ECN en DNV GL niet zinvol.</p>
<p>De keuze om de categorie mestmonovergisting op te delen in groot- en kleinschalig wordt begrepen. Dezelfde argumentatie kan gevoerd worden voor mestcovergisting.</p>	<p>Aangezien de basisbedragen voor mestcovergisting door het ministerie van Economische Zaken worden begrensd, zien ECN en DNV GL geen meerwaarde in het onderzoeken van een aparte categorie voor kleinschalige mestcovergisting.</p>

10

Bevindingen bestaande installaties

Consultatiereactie	Reactie ECN/ DNV GL
<p>In de SDE+-regeling is de categorie Verlengde levensduur voor vergisters opgenomen voor de overschakeling van MEP- of WKK-beschikt project naar respectievelijk WKK of groengas. De categorie verlengde levensduur zou ook moeten gelden voor houtketels die in het verleden zijn geplaatst en die geen gebruik mochten maken van SDE-subsidie.</p> <p>Nieuwe houtketels en hout-WKK's mogen wel SDE+ aanvragen en concurreren daarmee direct met bestaande houtketels en hout-WKK's zonder SDE. SDE+ beschikte projecten kunnen namelijk meer voor hun biomassa betalen dan niet-SDE+ beschikte projecten.</p>	<p>De exegese van de SDE+-regeling met betrekking tot de reden van bestaan van de categorieën verlengde levensduur nemen ECN en DNV GL voor kennisgeving aan.</p> <p>ECN en DNV GL plaatsen wel enige kanttekeningen bij het subsidiëren van verlengde levensduur van installaties die zonder subsidie (of met subsidie van andere overheden) tot stand zijn gekomen en enkel wegens toegenomen variabele kosten onrendabel dreigen te worden.</p> <p>Het verzoek is desalniettemin doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken.</p>
<p>De investeringskosten om van een MEP installatie van 2,1 MW naar groengasproductie te gaan zijn €140.000. Dat is een extreem laag bedrag, en lijkt een factor 10 te laag te zijn ingeschat, er vanuit gaande dat er moet worden geïnvesteerd in een nieuwe gas opwaardeerinstallatie.</p>	<p>In de referentie-installatie voor verlengde levensduur naar groen gas, wordt uitgegaan van het hubconcept. De genoemde investeringskosten zijn onsite bij de vergister. De gasopwaardeerinstallatie bevindt zich bij de hub. Voor een gashub van 2200 Nm³/uur ruw biogas is een investeringssom van 4 miljoen euro opgenomen, zie bijlage A.</p>
<p>Graag zien wij verlengde levensduur van MEP-windturbines hierin opgenomen.</p>	<p>Het verzoek is doorgegeven aan het ministerie van Economische Zaken, zie ook de adressering van dit onderwerp in hoofdstuk 5 over windenergie.</p>

ECN

Westerduinweg 3
1755 LE Petten

Postbus 1
1755 ZG Petten

T 088 515 4949

F 088 515 8338

info@ecn.nl

www.ecn.nl