

ECOFYS

sustainable energy for everyone



Systemintegratie en flexibiliteit: de veranderende relatie tussen fossiele en hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening

Eindrapport van Perceel 1 aan de Topsector Energie

Jos Sijm (**ECN**)
Afke Mulder (**Ecofys**)
Marc Londo (**ECN**)
Frank Wiersma (**Ecofys**)
Koen Schoots (**ECN**)
Daan Peters (**Ecofys**)

April 2015
ECN-E--15-013



Verantwoording

Deze studie is uitgevoerd in opdracht van de Topsector Energie op basis van een tender uitgezet door de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl). Namens de opdrachtgever is deze studie begeleid door een stuurgroep bestaande uit Peter-Paul Schouwenberg (TKI BBE), Jörg Gigler (TKI Gas) en Evert Evertsen (RVO.nl). De auteurs van deze studie willen deze heren hartelijk danken voor de begeleiding van het project en hun commentaren op eerdere versies van dit rapport.

Deze studie is uitgevoerd door een consortium van ECN (projectleider), Ecofys (projectpartner) en TNO (interne recensent). De auteurs van deze studie willen Rob Weterings van TNO hartelijk danken voor zijn rol als interne recensent, in het bijzonder voor zijn feedback op eerdere versies van dit rapport alsmede voor zijn waardevolle bijdrage tijdens een interne workshop over deze studie. Daarnaast hebben Paul Koutstaal (ECN), Epe Luken (ECN) en Joop Oude Lohuis (Ecofys) commentaar gegeven op de conceptversie van onderhavig eindrapport. Wij willen ook deze heren hartelijk danken voor hun bijdrage aan het project.

Bij ECN staat deze studie genoteerd onder projectnummer 53260. Voor nadere informatie kunt u contact opnemen met de projectleider, Jos Sijm (sijm@ecn.nl; tel.: 088 515 8255).

Abstract

The main objective of this study is to review the implications of the need for energy system integration and flexibility due to an increasing share of (variable) renewables in the future energy system of the Netherlands. More specifically, it includes an assessment of the following elements:

- The expected changes in the energy mix of the Netherlands up to 2050;
- The available flexibility options, in particular at the supply side of the energy system, in order to achieve an optimal integration of renewables in the energy system;
- The implications of more renewables and flexibility for the reliability and affordability of the energy system;
- The specific role of biomass in enhancing the sustainability and flexibility of the energy system;
- The opportunities of more flexibility and system integration for companies and knowledge institutes in the Netherlands;
- The implications of more renewables and flexibility in the energy system for the programme System Integration of the Top Sector Energy of the Netherlands.

“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
Summary	15
1 Inleiding	25
2 Ontwikkelingen in de brandstofmix van de Nederlandse energievoorziening, 2000-2050	28
2.1 Kenmerken van het huidige energiesysteem in Nederland	30
2.2 Ontwikkelingen in de Nederlandse brandstofmix tot 2030	32
2.3 Alternatieve toekomstbeelden voor 2030	46
2.4 Een doorkijkje tot 2050	52
2.5 Samenvatting	57
3 De relatie tussen inpassing van hernieuwbare energie, flexibiliteit en conventioneel opwekkingsvermogen	62
3.1 Flexibiliteit en de inpassing van hernieuwbare energie	63
3.2 Overzicht van flexibiliteitsopties	65
3.3 Effect van toegenomen flexibiliteitsbehoefte op de aanbodkant van de elektriciteitsvoorziening	71
3.4 Belangrijkste factoren die vraag en aanbod van flexibiliteit in het energiesysteem beïnvloeden	79
3.5 Samenvatting	83
4 Implicaties voor de betrouwbaarheid en de betaalbaarheid van het energiesysteem	85
4.1 Effecten op de betrouwbaarheid	85
4.2 Effecten op de betaalbaarheid	93
4.3 Samenvatting	100

5	De rol van biomassa in de verduurzaming en integratie van het energiesysteem	104
5.1	Mogelijke rol van biomassa in de Nederlandse energiehuishouding op korte en lange termijn	105
5.2	Belangrijkste onzekerheden en barrières	108
5.3	Biomassa en systeemintegratie in de energie- en materialenhuishouding als geheel	112
5.4	Biomassa en systeemintegratie in de elektriciteitshuishouding	113
5.5	Samenvatting	113
6	Kansen voor Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen	115
6.1	Kansen binnen systeemintegratie	115
6.2	Analyse van toekomstige marktpotentiëlen	118
6.3	Analyse positie van bedrijven in Nederland	124
6.4	Samenvatting	130
7	Implicaties voor de rol en agenda van de Topsector Energie	132
7.1	Suggesties en aanbevelingen door geïnterviewde experts	132
7.2	Suggesties en aanbevelingen door de auteurs	135
	Referenties	141
	Bijlagen	
A.	Lijst van geïnterviewde experts	145

Samenvatting

1. Doel en vraagstelling van de studie

Het doel van deze studie is het leveren van een bijdrage aan de ontwikkeling van een visie op het thema systeemintegratie door de Topsector Energie, in het bijzonder met betrekking tot de veranderende mix van fossiele en hernieuwbare bronnen in het toekomstige energiesysteem van Nederland. Meer in het bijzonder beoogt deze studie een antwoord te geven op de volgende onderzoeksvragen:

- Wat zijn de verwachte ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening, in het bijzonder met betrekking tot de veranderingen in de Nederlandse brandstofmix tot 2030 (met een 'doorkijk' tot 2050)?
- Wat zijn de opties voor een betere flexibiliteit en integratie van het energiesysteem teneinde een toenemend aandeel hernieuwbaar in te passen in het systeem?
- Wat zijn hiervan de implicaties voor de betrouwbaarheid en betaalbaarheid van het systeem?
- Wat is de specifieke rol van biomassa in dit hele gebeuren?
- Welke kansen bieden bovengenoemde ontwikkelingen voor Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen?
- Wat zijn de implicaties van deze ontwikkelingen voor de rol en agenda van de Topsector Energie met betrekking tot het TKI overstijgende programma Systeemintegratie?

2. Ontwikkelingen in de Nederlandse brandstofmix tot 2050

Tabel 1 geeft een overzicht van de belangrijkste robuuste en onzekere elementen in de ontwikkeling van de brandstofmix in Nederland tot 2050. Over het algemeen nemen de onzekerheden, in de loop van de tijd toe. Dit geldt in het bijzonder voor de aannames ten aanzien van de CO₂-prijs, de kostenontwikkeling van hernieuwbare energie (zon, wind) en de relatieve prijsverhouding voor fossiele brandstoffen (kolen/gas). Ook de onzekerheden over het energie- en klimaatbeleid nemen doorgaans in de tijd toe, zij het dat de EU klimaatdoelstelling van 85% CO₂-reductie in 2050, ten opzichte van 1990, redelijk robuust lijkt terwijl de nadere invulling nog onzeker is.

Aangezien het Nederlandse energie- en klimaatbeleid, inclusief het SER Energieakkoord, tot 2020/2023 redelijk vast ligt, zijn ook de verwachte ontwikkelingen in de Nederlandse brandstofmix tot die tijd redelijk robuust. Volgens de Nationale

Energieverkenning (NEV) 2014 stijgt het aandeel hernieuwbaar in het finale energieverbruik van 4% in 2010 naar 11-12% in 2020 en 12-15% in 2023. Voor het aandeel hernieuwbaar in het finale elektriciteitsverbruik liggen deze percentages aanzienlijk hoger, i.e. 27% in 2020 (zon/wind: 20%) en 33% in 2023 (zon/wind: 27%).

In de periode tot 2030 nemen de onzekerheden toe. Op basis van het vaststaand beleidsscenario verwacht de NEV 2014 een aandeel duurzaam in het finale energieverbruik van circa 20% en in de elektriciteitsopwekking van 51% (zon/wind: 46%). In de alternatieve scenario's van CE Delft en DNV GL (2014) – die gebaseerd zijn op geheel andere methoden en aannames – varieert het aandeel hernieuwbaar in de totale energievoorziening van 25% tot 100% en in de elektriciteitsproductie van 28% tot 100% (zon/wind: 14-61%; **Tabel 1**).

Tabel 1: Robuuste versus onzekere elementen in de ontwikkeling van de brandstofmix in Nederland tot 2050

	Tot 2020/2023	Tot 2030	Tot 2050
Robuuste elementen	NL en EU beleidsdoelen liggen grotendeels vast: ➤ HE: 14% (2023: 16%) ➤ CO ₂ : EU-ETS: -20% ➤ CO ₂ : non-ETS: -16% Fossiel (gas) daalt; HE (wind) stijgt;	EU klimaatbeleid ligt vast (-40%, t.o.v. 1990), maar is nog niet vertaald naar nationale non-ETS doelen; (Nog) Geen nationaal HE doel;	NL heeft EU klimaatdoel geaccepteerd: -80-95% t.o.v. 1990; om dit doel te bereiken zijn nagenoeg alle beschikbare mitigatieopties vereist;
Belangrijkste onzekerheden en aannames	Kostenontwikkeling HE; Relatieve prijsontwikkeling fossiel (kolen/gas); CO ₂ -prijs (waarschijnlijk laag: <15 €/t);	Grotere onzekerheid: Kostenontwikkeling HE; Relatieve prijsontwikkeling fossiel (kolen/gas); CO ₂ -prijs: 5-25 €/t; Nog geen aanvullend beleid om NL non-ETS klimaatdoel te halen; (Nog) Geen nationaal HE doel;	Zeer grote onzekerheid: Kostenontwikkeling HE; Relatieve prijsontwikkeling fossiel (kolen/gas); CO ₂ -prijs: ?; Nog geen aanvullend beleid om NL non-ETS klimaatdoel te halen; (Nog) Geen nationaal HE doel;
Verwacht aandeel in de brandstofmix (in % van het totaal)	NEV 2014: HE: 11-12% (2023: 13-15%) HE-El: 27% (2023: 33%) HE-Elvar: 20% (2023: 27%) El-Fossiel: 70% (2023: 63%) El-Gas: 38% (2023: 33%) El-Kern: 4% (2023: 3%)	NEV 2014 (CE/DNV GL):## HE: 20% (25-100%) HE-El: 51% (28-100%) HE-Elvar: 46% (14-61%) El-Fossiel: 46% (0-62%) El-Gas: 25% (0-32%) El-Kern: 3% (0-16%)	Greenpeace et al. (2013): HE: 70% HE-El: 78% HE-Elvar: 58% El-Fossiel: 14% El-Gas: 14% El-kern: 0%

Noot: HE = hernieuwbare energie; HE-El = hernieuwbare elektriciteit; HE-Elvar = variabele, hernieuwbare elektriciteit (zon/wind); El-Gas = Elektriciteit opgewekt uit gas; NEV = Nationale Energieverkenning. ##: Range van percentages tussen haakjes zijn ontleend aan de vijf alternatieve energiescenario's voor Nederland tot 2030 ontwikkeld door CE Delft en DNV GL (2014).

Bron: ECN et al. (2014), CE Delft en DNV GL (2014), Greenpeace et al. (2013).

Tot 2050 worden de onzekerheden ten aanzien van de kosten- en prijsontwikkelingen voor hernieuwbaar en fossiel nog veel groter. Echter, vanwege de aanname dat de stringente EU klimaatdoelstelling voor dat jaar zal worden gehaald (>85%) zijn de

beleidskeuzes ten aanzien van de mitigatieopties in 2050 beperkt. Nagenoeg alle beschikbare reductieopties en –potentiëlen in de betreffende sectoren moeten worden ingezet. Voor de elektriciteitssector wordt derhalve doorgaans tot 2050 een verder stijgend aandeel (variabel) hernieuwbaar verwacht. Het geschatte aandeel zon en wind – en zelfs de orde van grootte – is echter onzeker, afhankelijk van aannames over de beschikbaarheid van CCS, biomassa en (meer) kernenergie.

3. De relatie tussen inpassing van hernieuwbare energie, flexibiliteit en conventioneel opwekkingsvermogen

Een toenemend aandeel hernieuwbare elektriciteit afkomstig uit variabele bronnen zoals zon en wind, vergroot de behoefte aan flexibiliteit in het systeem, zowel op de heel korte termijn (balancing) als op de langere termijn ('system adequacy'). Deze vergroote flexibiliteitsbehoefte kan worden ingevuld door een verscheidenheid aan flexibiliteitsopties. Deze opties kunnen worden onderverdeeld in de categorieën *aanbod, vraag, energieopslag, netwerken* en *operationele systemen*. Voor elk van de opties geldt een specifieke relevantie voor de dimensies *tijd* (korte, middellange en lange termijn), *richting* (positieve en negatieve flexibiliteit) en *schaal* (centraal of decentraal niveau).

Vanuit technisch oogpunt zijn er diverse mogelijkheden voor het bieden van flexibiliteit door (nieuwe) conventionele centrales. Echter, een toenemende productie van elektriciteit uit zon en wind heeft een drietal negatieve effecten op het verdienmodel ('*business case*') van conventioneel vermogen:

- *De bezetting – het aantal draaiuren – van conventioneel vermogen wordt minder* waardoor de gemiddelde kosten per MWh hoger worden;
- *De opbrengstprijs wordt lager* doordat een toename van elektriciteitsproductie uit zon en wind een drukkend effect uitoefent op de elektriciteitsprijs op de groothandelsmarkt;
- *De opbrengstprijs wordt volatieler* (fluctueert sterker) door een toename van elektriciteitsproductie uit variabele, onzekere bronnen als zon en wind. Hierdoor wordt de productie uit conventionele bronnen riskanter en dientengevolge minder aantrekkelijk.

Bovengenoemde effecten treffen in eerste instantie vooral pieklast- en middenlasteenheden, zoals gascentrales, maar oefenen bij hogere aandelen zon en wind ook een negatieve invloed uit op het verdienmodel van basislasteenheden als kolen- of kerncentrales. Dit kan er toe leiden dat bestaand vermogen wordt gesloten en niet meer in nieuwe, conventionele capaciteit wordt geïnvesteerd waardoor, zonder nadere maatregelen, de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem wordt gereduceerd (zie onderstaande Sectie 4.1).

Daar staat tegenover dat de groeiende vraag naar flexibiliteit als gevolg van een toenemend aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking ook nieuwe kansen biedt voor conventioneel vermogen in het leveren van die flexibiliteit, in het bijzonder door flexibele centrales. De effecten van een toenemend aandeel zon en wind – met inbegrip van een toenemende behoefte aan flexibiliteit – op de aanbodkant van het elektriciteitssysteem wordt kwantitatief geïllustreerd in twee recente modelstudies – met een tijdshorizon tot, respectievelijk, 2023 en 2050:

- In de modelstudie van de Nederlandse elektriciteitssector met als perspectief 2023 (ECN, 2014) neemt het aandeel hernieuwbare energie in 2023 sterk toe tot circa 25% van de geproduceerde stroom. Er is in dit scenario een lichte afname in conventionele productiecapaciteit te zien. Zowel op de *day-ahead* als op de *intraday* markt stijgt de totale flexibiliteitsvraag aanzienlijk (op de *day-ahead* markt met 46% tussen 2012-2023; op de *intraday* vindt grofweg een verviervoudiging van de vraag naar flexibiliteit plaats). Op de *day-ahead* markt neemt de rol van kolencentrales in het leveren van flexibiliteit af, maar wordt de rol van gascentrales in het leveren van flexibiliteit groter, zowel in het binnenland als in het buitenland (met name in Duitsland). Deze verandering in de rol van conventionele centrales doet zich ook voor op de intraday markt. Daarnaast biedt de toegenomen prijsvolatiliteit op zowel de *day-ahead* als intraday markt kansen voor andere flexibiliteitsopties zoals opslag en vraagsturing.
- De recente modelstudie naar de rol van power-to-gas in het Nederlandse energiesysteem met als horizon 2050 (ECN en DNV GL, 2014) biedt inzicht in mogelijke ontwikkelingen van het energiesysteem bij verschillende CO₂-reductiedoelstellingen in 2050 (-50 tot -85%). Voor het minder ambitieuze referentiescenario van -50% geldt dat de gevraagde flexibiliteit nog voor een groot deel opgevangen wordt met conventionele productie. Opslag wordt wel gebruikt om productiepieken op te vangen, maar er is weinig inzet van vraagsturing en aftopping van zon/wind productie is slechts heel beperkt nodig. In het meer ambitieuze referentiescenario van -85% geldt dat het conventionele vermogen veel minder wordt ingezet. Vraagsturing speelt nu wel een belangrijke rol. Ook is er nu wel een aanzienlijke aftopping van elektriciteitsopwekking uit zon en wind nodig, in het bijzonder tijdens perioden van een groot overschot aan elektriciteitsproductie (en beperkte opslagmogelijkheden). De inzet van opslag is relatief beperkt. Op deze langere termijn speelt CCS ook een rol, vooral in de industrie maar mogelijk ook in de elektriciteitssector. Zowel het realiseerbaar potentieel als de tijdsfasering van deze optie zijn echter zeer onzeker, onder meer afhankelijk van de kostenontwikkeling van technologieën voor de afvang en opslag van CO₂, de prijsontwikkeling van CO₂-emissierechten in het EU ETS, en het maatschappelijke draagvlak voor ondergrondse opslag van CO₂.

Bij de transitie van het elektriciteitssysteem, moet ook de transitie van de warmtevoorziening worden beschouwd. Er zijn een aantal belangrijke raakvlakken die vanuit een oogpunt van systeemintegratie kansen bieden en deels ook concurreren met andere flexibiliteitsopties in het elektriciteitssysteem. Voorbeelden hiervan zijn:

- Het gebruik van restwarmte van conventionele centrales voor de warmtevoorziening door warmtedistributienetwerken.
- De rol die warmtekrachtkoppeling (WKK) kan spelen in een efficiënte energievoorziening en het mogelijk maken van regionale of lokale warmtedistributienetwerken.
- De mogelijkheden die warmtenetwerken en warmtebuffers bieden voor het nuttig gebruiken van een tijdelijk overschot aan duurzame energie productie.
- Mogelijkheden voor vraagsturing bij toepassing van warmtepompen.

4.1 Implicaties voor de betrouwbaarheid van het energiesysteem

Elektriciteitsproductie uit *intermitterende*, hernieuwbare bronnen – zoals zon en wind – is zowel variabel als onzeker, in tegenstelling tot stroomopwekking uit conventionele bronnen die zeker en controleerbaar is. Dit betekent dat een toename van het aandeel

zon en wind in het elektriciteitssysteem, zonder verdere maatregelen, in principe de betrouwbaarheid van het systeem zou verminderen, in het bijzonder de waarborging van de systeembalans op zowel de korte termijn (balancing van het systeem) als op de langere termijn, i.e. het beantwoorden van de piekvraag onder alle omstandigheden en gedurende alle perioden van het jaar ('system adequacy' of 'voorzieningszekerheid' van het systeem). Daarnaast kan een toename van *decentrale*, hernieuwbare bronnen als zon-PV en biogas leiden lokale of regionale netwerkproblemen zoals congestie van het transport- en distributienetwerk, spanningskwaliteitsproblemen, of een onbalans van vraag en aanbod in termen van plaats (geografische locatie), tijd en kwaliteit (biogas).

Het mogelijk ongunstige effect van een toenemend aandeel zon en wind op de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem vloeit voort uit een combinatie van twee factoren. Enerzijds voegt een toename van het opgestelde vermogen (*capaciteit*) zon en wind weinig toe aan het 'zekere' vermogen voor het waarborgen van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem, in het bijzonder om aan de piekvraag naar elektriciteit te kunnen voldoen gedurende alle tijden en omstandigheden van het jaar (ook als zon en wind weinig tot niet actief zijn). Er dient dus voldoende andere, conventionele reservecapaciteit beschikbaar te zijn om het beantwoorden van deze piekvraag te kunnen waarborgen.

Anderzijds heeft een toenemende *productie* van elektriciteit uit zon en wind enkele negatieve effecten op het verdienmodel van conventioneel vermogen (zoals besproken in bovenstaande Sectie 3). Dit kan er, zoals gezegd, toe leiden dat bestaand vermogen wordt gesloten en niet meer in nieuwe conventionele capaciteit wordt geïnvesteerd waardoor, zonder nadere maatregelen, de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem wordt gereduceerd.

Op de korte termijn (2017-2020), i.e. bij een relatief beperkt aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking, is er naar verwachting voldoende regel- en reservevermogen in Nederland om de systeembalans van de elektriciteitsvoorziening veilig te stellen. Voor de middellange en lange termijn (2030-2050) laten diverse studies – voor Nederland en/of andere landen – zien dat ook bij hoge aandelen hernieuwbaar (in het bijzonder zon en wind) de betrouwbaarheid van de energie/elektriciteitsvoorziening kan worden gewaarborgd. Dat wil zeggen, deze studies nemen het waarborgen van de energie/elektriciteitsvoorziening als randvoorwaarde of uitgangspunt voor hun analyses en laten vervolgens zien welke maatregelen zijn of (moeten) worden getroffen om aan die randvoorwaarde te voldoen. Die maatregelen betreffen het realiseren van een scala aan mogelijke flexibiliteitsopties zoals meer flexibel conventioneel vermogen (al dan niet met CCS), meer flexibel hernieuwbaar vermogen (inclusief aftopping van hernieuwbare energieproductie), energieopslag, vraagsturing, uitbreiding en versterking van infrastructurele netwerken, en verbetering van markt- en systeemoperaties. Voor het daadwerkelijk realiseren van deze opties dient echter aan de nodige condities en vereisten te worden voldaan waaronder adequate prijsprikkels en kostenallocaties; geschikte marktordening en tariefregulering; nieuwe verdienmodellen voor flexibel conventioneel vermogen en andere flexibiliteitsopties; en voldoende investeringen in onderzoek en ontwikkeling (energieopslag), interconnecties, transmissie- en distributienetwerken, slimme meters, dataverkeer en ICT management.

Het conventionele vermogen speelt een belangrijke rol in het waarborgen van de betrouwbaarheid en flexibiliteit van het elektriciteitssysteem, zowel op de korte termijn als – naar alle waarschijnlijkheid – op de lange termijn. Het is daarom van belang dat er voldoende zicht ontstaat op het toekomstige verdienmodel van deze centrales. Een belangrijke conditie hierbij is het bestaan van adequate prijsprikkelers, i.e. voldoende hoge elektriciteitsprijzen over voldoende uren per jaar – vooral tijdens de pieklast – zodat investeringen terugverdiend kunnen worden. In beginsel kan de huidige marktordening hier zelf zorg voor dragen in de zin dat een toenemende schaarste aan capaciteit tot hogere prijzen zal leiden.

Bij een hoog aandeel zon en wind bestaat echter het risico dat het aantal draaiuren van conventionele installaties zo beperkt wordt dat het steeds onzekerder wordt of de investeringskosten van deze installaties zullen worden terugverdiend uit elektriciteitsprijzen gebaseerd op marginale, korte-termijnkosten. Dit geldt in het bijzonder voor conventionele centrales uitgerust met CCS. Het is daarom van belang om nader te onderzoeken hoe een toekomstig verdienmodel voor conventioneel vermogen er uit kan zien – zowel zonder als met CCS – teneinde de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te waarborgen bij een hoog aandeel zon en wind. Dit verdienmodel moet in samenhang worden gezien met de beschikbaarheid van – en interactie met – andere flexibiliteitsopties zoals energieopslag en vraagsturing.

4.2 Implicaties voor de betaalbaarheid van het energiesysteem

Een toename van het aandeel hernieuwbaar leidt op korte termijn tot hogere kosten van het energiesysteem, in het bijzonder van het elektriciteitssysteem. Dit komt doordat zowel de totale productie- of opwekkingskosten (LCOE) – i.e. de totale investeringskosten (CAPEX) en operationele kosten (OPEX) – als de totale integratie- of inpassingskosten per eenheid product voor energie uit hernieuwbare bronnen doorgaans aanzienlijk hoger zijn dan uit conventionele bronnen. Dat is dan ook de reden dat energie uit hernieuwbare bronnen veelal wordt gesubsidieerd teneinde de technisch-economische ontwikkeling en marktinzet van deze bronnen te bevorderen ('leereffecten'). Door de resulterende kostendalingen van deze leereffecten kan hernieuwbare energie op termijn – bij volle wasdom – net zo duur, of zelfs goedkoper, worden dan conventionele energie.

De huidige integratiekosten van hernieuwbare energie zijn vooral relatief hoog voor elektriciteit opgewekt uit variabele bronnen. Meer in het bijzonder bestaan de integratiekosten van zon en wind op de korte termijn vooral uit additionele kosten voor (i) waarborging van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem, en (ii) uitbreiding en versterking van het net, en – in mindere mate – voor (iii) balancering van het systeem. Een vergelijking van diverse – internationale – studies wijst uit dat, bij een aandeel van 10-30%, de totale integratiekosten variëren van 10-30 €/MWh voor wind en van 25-50 €/MWh voor zon. Als percentage van hun totale productiekosten (LCOE) komen deze bedragen overeen met circa 15-40% voor wind en 15-35% voor zon. Daarmee zijn de totale integratiekosten van zon en wind aanzienlijk hoger dan de vergelijkbare kosten voor conventionele technologieën. Dit vindt zijn oorzaak deels in het feit dat het huidige elektriciteitssysteem van oudsher is ingericht naar conventionele voorziening. De integratiekosten van zon en wind hebben dus deels het karakter van 'transitie-investeringen'.

Een recente studie van de IEA (2014a) laat zien dat deze integratiekosten voor zon en wind aanzienlijk lager uitvallen op de lange termijn, i.e. nadat allerlei aanpassingen in het systeem hebben plaatsgevonden. Meer in het bijzonder laat de IEA studie zien dat, in een hypothetische modelsituatie met 15% zon-PV en 30% wind, de totale systeemkosten (i.e. productie- en integratiekosten) voor de opwekking en levering van elektriciteit met 40% stijgen ten opzichte van de uitgangssituatie (0% zon en wind). Dit is een kostenstijging op de korte termijn, i.e. er vinden geen aanpassingen van het systeem plaats met uitzondering van een navenante afname van de elektriciteitsopwekking uit het resterende deel van het systeem.

Op lange termijn, i.e. na een volledige aanpassing – ‘transformatie’ – van het systeem, is deze kostenstijging echter veel geringer, i.e. circa 15%. Deze transformatie omvat een brede reeks van opties zoals een structurele aanpassing van de conventionele brandstofmix (i.e. meer flexibele middenlast- en pieklasteenheden), een systeemvriendelijk inzet van zon- en windinstallaties (inclusief aftopping van productie), een aangepast netwerk, verbeterde systeem- en marktoperaties, en investeringen in andere, additionele flexibiliteitsopties.

Benadrukt dient te worden dat de eventueel hogere maatschappelijk kosten voor hernieuwbaar (in het bijzonder op de korte termijn, maar eventueel – zij het minder hoog – ook op de langere termijn) afgezet moeten worden tegenover de maatschappelijk *baten* van een toenemend aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening, in het bijzonder het vermijden van de *externe* kosten van fossiele energiebronnen zoals de kosten van klimaatverandering en andere vormen van milieuvervuiling (die de uiteindelijke rechtvaardiging vormen voor de transitie van fossiele naar hernieuwbare energiebronnen). Diverse studies laten zien dat, afhankelijk van de kostprijs van een ton CO₂ – of andere eenheid milieuvervuiling – de maatschappelijke kosten van hernieuwbaar veelal lager liggen dan van fossiele bronnen als alle externe kosten van deze bronnen op een adequate wijze worden meegenomen.

5. De rol van biomassa in de verduurzaming en integratie van het energiesysteem

Biomassa is een onmisbare grondstof voor de verduurzaming van onze energie- en materialenhuishouding. De rol van biomassa in onze economie is sterk afhankelijk van de beschikbaarheid van biomassa (lange-termijn schattingen hierover lopen sterk uiteen), en de ontwikkeling van nieuwe technologieën voor het maken van hoogwaardige producten (chemie, biobrandstof) uit biomassa.

In welke sector biomassa zal worden ingezet is sterk afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag naar energie in diverse sectoren en de ontwikkeling van alternatieve, klimaatneutrale opties in de betreffende sectoren. Toepassingen in de chemie en als biobrandstof voor lucht- en scheepvaart en hoge-temperatuur warmtetoepassingen in de industrie zijn relatief zeker. Voor het dekken van warmtevraag in de nieuwbouw is biomassa vrijwel zeker niet nodig. Een onzekere tussencategorie bevat onder meer elektriciteitsproductie, warmtevraag in de bestaande bouw en biobrandstoffen in het wegverkeer. De mate waarin biomassa hier een rol zal spelen zal onder meer afhangen van de (mondiale) groei van de vraag naar biomassa, de resulterende beschikbaarheid en prijs van biomassa, en de waarde van biomassa in concurrerende toepassingen.

De belangrijkste conclusies over de rol van biomassa bij systeemintegratie zijn:

- De rol van biomassa in de elektriciteitshuishouding op lange termijn is onzeker: enkel als mitigatie-optie is het waarschijnlijk niet nodig omdat er naar verwachting genoeg andere, goedkopere CO₂-reductieopties in de elektriciteitssector zullen zijn. Mogelijk is biomassa echter onmisbaar om de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te waarborgen bij een hoog aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking. Wel zal het in deze rol, bij hogere CO₂-prijzen, concurreren met conventionele centrales met CCS.
- Integratie van biomassa in de energie- en materialenhuishouding als geheel kent diverse vragen die ook als systeemintegratie kunnen worden gezien. Belangrijkste kwesties zijn:
 - o Mobilisatie van duurzame biomassa.
 - o Ontwikkeling van technologieën voor geïntegreerde productie van grondstoffen voor chemie, biobrandstoffen (en nevenproducten elektriciteit en warmte).
 - o 'Level playing field' issues in de (overheids)stimulering van de diverse toepassingen van biomassa.
 - o Omgaan met investeringsrisico's bij de ontwikkeling van bijbehorende infrastructuur.
 - o Verbetering van kennis over de macro-economische kansen van een biobased economy.

6. Kansen voor Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen

Voortzetting van de verduurzaming van de energiehuishouding via zeer stringente CO₂-reducties in 2050 zal de energiehuishouding drastisch doen veranderen. Deze ontwikkeling zal naar verwachting leiden tot meer nieuwe spelers en nieuwe rollen in het energieveld en een veranderende afstemming binnen de energiehuishouding. Dit biedt kansen voor leveranciers van zowel technologie als van diensten.

Het bedrijfsleven heeft momenteel weinig inzicht in de duurzaamheid van verdienmodellen op het gebied van systeemintegratie en flexibiliteit. Zowel de aanbieders als de eindgebruikers van technologieën en diensten schatten de risico's hoog in wat zich vertaalt in korte terugverdientijden voor investeringen. Een integrale visie op het energiesysteem, met oog voor optimalisatie van het functioneren van het energiesysteem als geheel, en centrale regie op de uitvoering daarvan, kunnen bijdragen aan het creëren van stabiele marktcondities waarbinnen bedrijven duurzame verdienmodellen kunnen ontwikkelen voor technologieën en diensten op het gebied van flexibiliteit en systeemintegratie.

Gegeven de omvang en het complexe karakter van de energietransitie is het nog onduidelijk waar deze kansen op lange termijn precies komen te liggen en welke specifieke sterktes daarvoor van belang zijn. Echter, het Nederlandse vestigingsklimaat, de gunstige ligging in Noordwest Europa, de goede infrastructuur, de sterke positie van consultancy en andere diensten in de energiesector en de aanwezigheid van technologieleveranciers op het gebied van slimme infrastructuur en energieconversie geeft Nederland een goed uitgangspunt. Nieuwe technologieën en diensten kunnen echter alleen ontstaan en groeien als beleid en marktinzicht ook de juiste prikkels en randvoorwaarden scheppen en er bereidheid is om te investeren in proeftuinen.

De barrières op het gebied van systeemintegratie kunnen niet alleen met onderzoek binnen de TKI's worden opgelost. Uit deze studie blijkt dat ook aanpassingen in wet- en

regelgeving, verdere ketenintegratie en regie op de ontwikkeling van het energiesysteem als geheel nodig zijn om deze ontwikkelingen en de bijbehorende bedrijvigheid te stimuleren.

6.1 Specifieke kansen voor biomassa

Het gebruik van biomassa in de energiesector is een mogelijkheid om aan de aanbodkant van de energievoorziening (elektriciteit en warmte) flexibiliteit te bieden. Regelbare capaciteit zoals gas- en kolencentrales kunnen met biobrandstoffen CO₂-arm ingezet worden. Biobased technologie sluit goed aan op bestaande sterktes van de Nederlandse energie- en industriector welke nu nog sterk afhankelijk zijn van fossiele brandstoffen. Nederlandse bedrijven richten zich momenteel sterk op de ontwikkeling van geavanceerde biobrandstofproductie en biochemie. Daarbij heeft Nederland een gunstige ligging en infrastructuur om een centrale rol te spelen in de verwerking van biomassa tot (half)fabricaten en brandstoffen.

6.2 Specifieke kansen voor windenergie

De grootschalige uitrol van windturbines zal de vraag naar flexibiliteit laten toenemen. Windturbines kunnen echter ook een bijdrage leveren in het vergroten van de flexibiliteit van het elektriciteitssysteem, bijvoorbeeld door het ontwikkelen en inzetten van meer flexibele windturbines of door het tijdelijke afschakelen van windturbines tijdens piekproducties van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen.

In de offshore windsector zijn Nederlandse bedrijven actief in verschillende werkzaamheden. Activiteiten als baggeren, projectmanagement, consultancy en financiering worden commercieel ingezet in diverse sectoren. Daarmee zijn deze activiteiten robuust tegen een tegenvallende offshore windmarkt. De bouw van gespecialiseerde schepen en productie van near-shore funderingen zijn commercieel en sluiten daarmee aan op de huidige plaatsing van offshore windparken, relatief dicht bij de kustlijn. Hoewel er geen substantiële activiteiten zijn op het gebied van turbinebouw, zijn Nederlandse bedrijven wel goed in turbineontwerp. Dit betreft turbines in de nichemarktfase. Verder worden in Nederland onderhoudsstrategieën ontwikkeld en gedemonstreerd.

Naarmate geschikte locaties dicht bij de kust schaarser worden, zullen windparken meer en meer in diep water, verder van de kust, worden geplaatst. Nederlandse bedrijven spelen in op de specifieke technieken die daarvoor ontwikkeld moeten worden op het gebied van diep-waterfunderingen en de aanleg van offshore elektriciteitsnetwerken. Deze technologieën bevinden zich nog in een vroege ontwikkelingsfase.

6.3 Specifieke kansen voor gas

Het gebruik van gas biedt meerdere flexibiliteits- en integratiemogelijkheden binnen het energiesysteem.

- Gascentrales kunnen flexibiliteit bieden voor zowel de elektriciteitsmarkt van Nederland, als ook voor die van ons omringende landen (ECN, 2014).
- Gasopslag biedt de mogelijkheid tot het diversifiëren van het gasaanbod (Rusland, Noorwegen, LNG uit andere landen) en het opvangen van seizoenfluctuaties in de productie van groen gas.
- Conversie van elektriciteit naar gas (en vice versa) integreert het gas- en het elektriciteitssysteem waardoor er meer mogelijkheden ontstaan om (over)aanbod

van de ene energiedrager te koppelen aan schaarste van de ander. Door de hoge operationele kosten van power-to-gas komt deze optie echter pas in beeld bij strenge emissiedoelstellingen (ECN en DNV GL, 2014).

De exploratie, productie en handel in gas wordt gedomineerd door internationaal opererende bedrijven. De mondiale groei van gasvraag en de ontwikkeling van LNG biedt groeimogelijkheden voor deze bedrijven en hun toeleveranciers. Dat geldt ook voor de toeleveranciers van bedrijven in distributie, handel en levering in Nederland welke vanwege hun rol geografisch gebonden zijn.

7. Implicaties voor de rol en agenda van de Topsector Energie

De belangrijkste aanbevelingen voor het TSE programma Systeemintegratie, gebaseerd op deze studie met inbegrip van de geraadpleegde literatuurbronnen en geïnterviewde experts, zijn als volgt:

- Werk verder aan het ontwikkelen van een lange-termijn visie op het thema systeemintegratie binnen het algemene kader van de toekomstige, duurzame energievoorziening in Nederland.
- Richt je aandacht binnen het programma Systeemintegratie primair op de integrale dimensie, de interacties en de snijvlakken tussen de verschillende aspecten in het energiesysteem.
- Implementeer onderzoek naar een maatschappelijke, kostenoptimale routekaart voor een verdergaande flexibilisering en integratie van het energiesysteem bij een toenemend aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening.
- Richt je aandacht binnen de programmalijn Keteninteracties vooral op de economische, institutionele, maatschappelijke en beleidsaspecten van systeemintegratie, die als drijvende krachten voor een groot deel de richting en omvang van de in te zetten (flexibiliteits)opties zullen bepalen.
- Creëer meer ruimte voor goed begeleide, zorgvuldige experimenten – bijvoorbeeld in de programmalijn Keteninteracties – om op gebouw-, wijk- en wellicht regioniveau ervaring op te doen met technische, economische en institutionele innovaties gericht op vergroting van flexibiliteit en systeemintegratie.
- Besteed hierbij expliciet aandacht aan de dimensies Nederland versus (NW) Europa en centraal versus decentraal niveau.
- Richt je aandacht naast de robuuste elementen binnen de ontwikkeling van het energiesysteem vooral op de (inherente) onzekerheden van systeemintegratie en flexibiliteitsopties, de mogelijke implicaties van deze onzekerheden en de mogelijkheden om deze onzekerheden te reduceren en te adresseren.
- Versterk de TSE organisatie op het terrein van de systeemintegratie.

Summary

1. Objective

The objective of this study is to contribute to the development of a vision on energy system integration by the Dutch Top Sector Energy. In particular, this relates to the changing mix of fossil and renewable energy sources in the future energy system in the Netherlands. This study seeks to address the following specific questions:

- What are the expected developments in the Dutch energy system, in particular with regards to the changes in the Dutch fuel mix up to 2030 (with an extended outlook up to 2050)?
- What are the options for an enhanced flexibility and integration of the energy system in order to adapt to an increasing share of renewables in the system?
- What are the implications for the reliability and the affordability of the system?
- What is the specific role of the biomass in this context?
- What opportunities do the abovementioned developments offer for Dutch companies and knowledge centres?
- What are the implications of these developments for the role and agenda of the Top Sector Energy with regards to the overarching TKI programme on System Integration?

2. Developments in the Dutch fuel mix up to 2050

Table 2 provides an overview of the most important robust and uncertain elements in the development of the fuel mix in the Netherlands up to 2050. Generally, the uncertainties increase over time. This applies specifically to the assumption of the CO₂-costs, the costs development of renewable energy (solar, wind) and the relative price ratio for fossil fuels (coal, gas). Also the uncertainties about the energy and climate policy will increase over time, even though the EU climate target of 85% CO₂-reduction in 2050 compared to 1990 looks fairly robust while the details are still uncertain.

As the Dutch energy and climate policy, including the SER Energy Agreement, is reasonably fixed out up to 2020/2023, the expected developments in the Dutch fuel mix are fairly robust until then. According to the Netherlands National Energy Outlook (NEV) 2014 the share of renewables in the final energy consumption will rise from 4% in 2010 to 11-12% in 2020 and 12-15% in 2023. For the share of renewables in the final

electricity consumption these percentages are significantly higher, i.e. 27% in 2020 (solar/wind: 20%) and 33% in 2023 (solar/wind: 27%).

For the period up to 2030 the uncertainties increase. Assuming the fixed policy scenario the NEV 2014 expects a share of renewable energy in the final energy consumption of around 20% and the electricity generation of 51% (solar/wind: 46%). In the alternative scenarios of CE Delft and DNV GL (2014) – which are based on completely different methods and assumptions – the share of renewables in the total energy consumption varies from 25% to 100% and in the electricity production from 28% to 100% (solar/wind: 14-61%; **Table 2**).

Table 2: Robust versus uncertain elements in the development of the fuel mix in the Netherlands up to 2050

	Up to 2020/2023	Up to 2030	Up to 2050
Robust elements	NL and EU policy targets are largely fixed: <ul style="list-style-type: none"> ➤ RE: 14% (2023: 16%) ➤ CO₂: EU ETS: -20% ➤ CO₂: non-ETS: -16% Fossil (gas) decreases; HE (wind) increases;	EU climate policy is fixed (-40%, compared to 1990), but is not yet translated to the national non-ETS targets; No national RE target (yet);	NL has accepted EU climate target: -80-95% compared to 1990; to reach this target virtually all available mitigation options are required;
Most important uncertainties and assumptions	Cost trends RE; Relative price developments fossils (coal/gas); CO ₂ -price (probably low: <15 €/t);	Greater uncertainty: Cost trends RE; Relative price developments fossils (coal/gas); CO ₂ -price: 5-25 €/t; No additional policies yet to achieve NL non-ETS climate target; No national RE target (yet);	Greatest uncertainty: Cost trends RE; Relative price developments fossils (coal/gas); CO ₂ -price: ?; No additional policies yet to achieve NL non-ETS climate target; No national RE target (yet);
Expected share of the fuel mix (as % of the total)	NEV 2014: RE: 11-12% (2023: 13-15%) RE-El: 27% (2023: 33%) RE-Elvar: 20% (2023: 27%) El-Fossil: 70% (2023: 63%) El-Gas: 38% (2023: 33%) El-Nuc: 4% (2023: 3%)	NEV 2014 (CE/DNV GL):^{##} RE: 20% (25-100%) RE-El: 51% (28-100%) RE-Elvar: 46% (14-61%) El-Fossil: 46% (0-62%) El-Gas: 25% (0-32%) El-Nuc: 3% (0-16%)	Greenpeace et al. (2013): RE: 70% RE-El: 78% RE-Elvar: 58% El-Fossil: 14% El-Gas: 14% El-Nuc: 0%

Note: RE = renewable energy; RE-El = renewable electricity; RE-Elvar = variable, renewable electricity (solar/wind); El-Gas = electricity generated from gas; El-Nuc = electricity from nuclear power; NEV = Netherlands National Energy Outlook. **##**: Range of percentages between brackets are derived from the five alternative energy scenarios for the Netherlands up to 2030 developed by CE Delft and DNV GL (2014).

Source: ECN et al. (2014), CE Delft and DNV GL (2014), Greenpeace et al. (2013).

For the period up to 2030 the uncertainties increase. Assuming the fixed policy scenario the NEV 2014 expects a share of renewable energy in the final energy consumption of around 20% and in the electricity generation of 51% (solar/wind: 46%). In the alternative scenarios of CE Delft and DNV GL (2014) – which are based on completely different methods and assumptions – the share of renewables in the total energy

consumption varies from 25% to 100% and in the electricity production from 28% to 100% (solar/wind: 14-61%; **Table 2**).

Up to 2050 the uncertainties in the costs and price developments for renewables and fossils are much greater. However, given the assumption that the strict EU climate targets for that year will be achieved (>85%), the policy options regarding the mitigation strategy towards 2050 will be limited. Virtually all available reduction options must be deployed as well as the full potentials in the respective sectors. Consequently, a further increase of shares for (variable) renewables are expected for the electricity sector up to 2050. However, the estimated share of solar and wind – and even the order of magnitude – is uncertain, depending on the assumptions about the availability of CCS, biomass and (more) nuclear energy.

3. The relationship between integration of renewable energy, flexibly and conventional power generation

The increasing share renewable electricity derived from variable sources, such as solar and wind, increases the need for flexibility in the system, both for the short term (balancing) and for the long term (system adequacy). This need for increased flexibility can be completed by various flexibility options. These options fall into the following categories: *supply, demand, energy storage, networks and operational systems*. Each of the options has a specific set of characteristics in terms of the dimensions of *time* (short, medium and long term), *direction* (positive and negative flexibility) and *scale* (central versus decentralized level).

From a technical perspective, there are several possibilities for offering flexibility through (new) conventional power plants. However, an increasing production of electricity from solar and wind has a negative effects on the business case of conventional power in three ways:

- *Utilisation – the number of operating hours – from conventional power becomes less*, resulting in an increase in the average costs per MWh.
- *Revenues from power sales become lower* as the increase of electricity production from solar and wind exerts a downward pressure on the wholesale electricity prices.
- *Revenues from power sales become more volatile* because of an increase of electricity production from variable sources such as sun and wind. As a consequence, the production from conventional sources will become more risky and consequently less attractive.

Abovementioned effects initially affect the peak load and mid-merit generation capacity such as gas plants, but also exercise negative influences on the revenues of base-load capacity such as coal and nuclear power plants with higher shares solar and wind. This can lead to the existing capacity being shut down and no investment in new, conventional capacity. As a consequence, without further measures, the security of supply of the electricity system would be diminished (see Section 4.1).

On the other hand, the growing demand for flexibility as a result of the increasing shares solar and wind in the power generation mix, also offers new chances for conventional power in delivering this flexibility, in particular through flexible power plants. These effects on the supply side of the electricity system of an increasing share

solar and wind – including an increasing demand for flexibility – is quantitatively illustrated in two recent model studies with a timeframe up to 2023 and 2050 respectively:

- In the modelling study of the Dutch electricity sector towards 2023 (ECN, 2014) the share of renewable energy in 2023 strongly grows to 25% of the generated electricity. This scenario also shows a slight decrease in conventional production capacity. Both on the *day-ahead* and the *intraday* markets the overall flexibility demand increases significantly (on the *day-ahead* market with 46% between 2012-2023; on the *intraday* there is roughly speaking a four-fold increase in the demand for flexibility). On the *day-ahead* market the role of coal power generation capacity decreases in providing flexibility, whereas the role of gas power stations in providing flexibility becomes larger both domestically and in neighbouring countries (especially Germany). This changing role of the conventional power plants also occurs in the *intraday* market. In addition, the increased power price volatility presents an opportunity for other flexibility options such as storage and demand control both in *day-ahead* and *intraday* markets.
- The recent modelling study of the role of power-to-gas in the Dutch energy system with the 2050 time horizon (ECN and DNV GL, 2014) offers insight into the possible developments of the energy system at different CO₂-reduction targets in 2050 (-50 to -85%). For the less ambitious scenario of -50% this means that the required flexibility is still accommodated through fossil generation capacity. Storage is used to manage peak production nonetheless, but there is little use of demand management and there is limited need for curtailment of solar/wind production. In the more ambitious scenario of -85% emissions reduction this means that the conventional generation capacity is much less used. Demand management now plays an important role. Also, there is a need for substantial curtailment of solar and wind generation capacity, especially during periods of a large surplus of electricity (and limited storage capacity). The deployment of energy storage is relatively limited in this scenario. In the long term CCS will also play a role, especially in the industry but possibly also in the electricity sector. However, both realising the potential and the timing of this option are very uncertain, partly depending on the cost reduction of the technologies for capturing and storing CO₂, the price development of CO₂-emission rights in the EU ETS and the public support for underground storage of CO₂.

In conjunction with the transition of the electricity system, the transition of the heating supply system must also be considered. There are a number of important interfaces that offer opportunities and partly also compete with other flexibility options in the electricity system. Examples include:

- The use of the heat waste of the conventional power plants for the heat provision through heat distributing networks.
- The role that cogeneration (CHP) can play in an efficient energy supply, enabling regional or local heat distribution networks.
- The possibilities that heat distribution networks and heat buffers provide for the efficient use of a temporary surplus of renewable energy production.
- Opportunity for demand management of power when using heat pumps.

4.1 Implications on the reliability of the energy system

The production of energy from *intermittent*, renewable sources – such as solar and wind – is both variable and uncertain, as opposed to electricity from conventional sources which are more secure and controllable. This means that an increase of the

share sun and wind in the electricity system, without any further measures taken, would in principle decrease the reliability of the system, in particular the security of the system balancing on both the short term and the long term, i.e. respond to the peak demand in all circumstances and during all periods of the year (system adequacy). In addition, the increase of *decentralised*, renewable sources such as solar-PV and biogas leads to local or regional network problems such as congestion of the transport and distribution network, power quality problems or an imbalance of demand and supply in terms of location, time and quality (biogas).

The possible adverse effect of an increasing share solar and wind on the security of supply of the electricity system, stems from a combination of two factors. On the one hand, the increase of the installed capacity solar and wind adds little to the “secure” capacity to ensure of the adequacy of the electricity system, in particular with respect to satisfying the peak demand for electricity during all times and circumstances of the year (even at times of little or no sun and wind). It is therefore necessary that other conventional reserve capacity is available to guarantee an adequate supply to meet this peak demand.

On the other hand, an increased production of electricity from solar and wind has negative effects on the earnings of conventional capacity (as discussed in Section 3). As mentioned, this can lead to the existing capacity being shut down and an unwillingness to investment in new conventional capacity. As a consequence, without further measures being taken, the adequacy of the electricity system would reduce.

In the short term (2017-2020), i.e. with a relative limited share solar and wind in the electricity generation mix, it is expected that there is sufficient reserve capacity available in the Netherlands to ensure the balancing of the electricity system. For the mid and long term (2030-2050) various studies show – for the Netherlands and/or other countries – that even with a higher share of renewables (in particular solar and wind) the reliability of the energy/electricity supply can be guaranteed. That is to say, these studies take the reliability of the energy/electricity supply as a starting point or prerequisite for their analysis and subsequently show which measures have been or should be taken to meet the prerequisite. These measures include the realisation of a range of possible flexibility options such as more flexible conventional capacity (with or without CCS), more flexible renewable capacity (including curtailment of renewable energy production), energy storage, demand management, expansion and strengthening of the network infrastructure, and improving market and operational systems. However, for these options to be available, the necessary conditions and requirements must be in place, including adequate price signals and cost allocations, suitable market mechanisms and regulation of pricing, new business models for flexible conventional capacity and other flexibility options, and sufficient investments in research and development for (energy storage), interconnections, transmission and distribution networks, smart metering, data and ICT management.

The conventional capacity plays an important role in maintaining the reliability and the flexibility of the electricity system, both in the short term as – likely – in the long term. Therefore it is important that there is a sufficiently clear outlook on the future business model of these power plants. An important condition for this is the existence of adequate price signals, i.e. sufficiently high electricity prices for a sufficient number of hours per year – especially during peak load – so that investment and operational costs

can be recovered. In principle, the current market organisation includes mechanisms to enable this development in the sense that an increasing scarcity of capacity will lead to higher prices.

However, with an increasing share sun and wind there is the risk that the number of operating hours of the conventional plants will be limited so that it will become less certain whether the revenues will be sufficient to recover the investment costs of these power plants from electricity prices based on marginal short-term costs. This is especially true for conventional power plants equipped with CCS. It is therefore important to further study what a future business model for conventional capacity will look like – both with and without CCS – in order to ensure the reliability of the electricity system with a high share sun and wind. This business model for conventional power plants must be considered together with the availability of – and interaction with – other flexibility options such as energy storage and demand control.

4.2 Implications of the affordability of the energy system

An increase of the share renewables will lead to higher costs in the energy system in the short term, especially of the electricity system. This is because both the overall production or generation costs (LCOE) – i.e. the total investment costs (CAPEX) and operational costs (OPEX) – as well as the total integration costs per unit of energy from renewable sources are generally higher than those of the conventional sources. This is a key reason that energy from renewable source are often supported by governments in order to promote the technical-economic development and market deployment of these sources and achieve learning effects. The resulting cost reductions can eventually make renewable energy – at full maturity – as affordable or even cheaper than conventional energy.

The current integration costs of renewable energy are relatively high for electricity generated from variable sources. More specifically, in the short term, integration costs from solar and wind consists mainly of additional costs for (i) ensuring the adequacy of the electricity system, (ii) the expansion and strengthening of the network, and – to a lesser extent - for (iii) balancing the system. An analysis of several international studies shows that, with a share of 10-30%, the total integration costs vary from 10-30 €/MWh for wind and from 25-50 €/MWh for solar energy. As a percentage of the overall production costs (LCOE) these numbers correspond with approximately 15-40% for wind and 15-35% for solar. Thus the overall integration costs for solar and wind are substantially higher than these costs for conventional technologies. This is partly due to the fact that the current electricity system was developed traditionally for conventional facilities. Therefore, the integration costs for solar and wind can partly be considered as transition investments.

A recent study by the IEA (2014a) shows that these integration costs for sun and wind are significantly lower in the long term, i.e. after several adjustments have been made in the system. More specifically, the IEA study shows that in a hypothetical situation model with 15% sun-PV and 30% wind, the overall system costs (i.e. production and integration costs) for the generation and supply of electricity increase by 40% compared to a baseline situation (with 0% solar and wind). This is a cost increase in the short term, i.e. with no adjustments of the system with the exception of a corresponding decrease in the electricity production from the remaining part of the conventional system.

In the long term, i.e. after a complete adjustment – transformation – of the system, this cost increase is much lower, i.e. approximately 15%. This transformation includes a wide range of options such as a structural adjustment of the conventional fuel mix (i.e. more flexible mid-merit and peak load production capacity), a system friendly use of sun and wind installations (including the curtailment of production), an adjusted network, improved system and market operations, and investments in other additional flexibility options.

It should be emphasized that any higher social costs for renewables (especially in the short term, but possibly also in the long term, albeit to a lesser extent) must be weighed against the social *benefits* of an increasing share renewables in the energy supply, particularly in avoiding the *external* costs of fossil energy sources such as the costs of climate change and other forms of pollution (which ultimately form the justification for the transition from fossil to renewable energy sources). Several studies have shown that, depending on the cost of a ton CO₂ – or other units of pollution –, the social costs of renewables are much lower than those of the fossil sources if all external costs of these sources are taken into account adequately.

5. The role of biomass in the sustainability and integration of the energy system

Biomass is an essential raw material for the sustainability of our energy and material economy. The role of biomass in our economy is strongly dependent on the availability of biomass (long term estimates of this vary widely) and the development of new technologies for making quality products (chemicals, biofuel) from biomass.

Which sector will absorb the available biomass will depend to a large extent on the development of the energy demand in various sectors and the development of alternative climate-neutral options in these sectors. Applications in chemistry and as biofuel for the aviation and shipping and high temperature heat applications in the industry is to some extent certain. However, to cover heat demand in the construction of new buildings, biomass is almost certainly not necessary. An uncertain intermediate category includes, among others, electricity production, heat demand in existing buildings and biofuels for road transport. The extent to which biomass will play a role in this will depend on, inter alia, the (global) growth of the demand for biomass, the resulting availability and price of biomass and the value of biomass in the competing applications.

Therefore, the main conclusions about the role of biomass in (energy) system integration are:

- The role of biomass in the electricity system in the long term is uncertain: as mitigation option it is probably not needed, because it is expected that there will be lower cost alternative CO₂ reduction options in this sector. However, biomass may be indispensable to ensure the balancing of the electricity system when there is a high share of solar and wind in the power generation. Nonetheless, with higher CO₂ prices, it will compete in this role with conventional power plants equipped with CCS.
- Integration of biomass in the energy and material economy as a whole comes with several questions which can also be considered as system integration issues:
 - o Availability of sustainable biomass.
 - o Development of technologies for integrated production of raw materials for chemistry, biofuels (and by products of electricity and heat).

- o Level playing field issues in the (government) stimulation of several applications of biomass.
- o Dealing with investment risks from the development of the related infrastructure
- o Improving the knowledge of macroeconomic opportunities of a bio-based economy.

6. Opportunities for Dutch companies and knowledge centres

Progressive development of a sustainable energy system through very strict CO₂-reduction targets in 2050 will drastically change the energy system. These developments are expected to lead to more new players and new roles in the energy field and to changing interactions within the energy system. This will offer opportunities for suppliers of both technology and services.

Businesses currently have little insight in the outlook for the business models in system integration and flexibility. Both the suppliers and the end-users of technologies and services consider the associated risks to be high which translates to short pay-back time and/or a high IRR hurdle rate adopted by investors. A coherent vision on the energy system, with special attention for optimising the functioning of the energy system as a whole, and central guidance of the implementation thereof, can contribute to the creation of stable market conditions within which companies can develop sustainable business models for technologies and services for flexibility and system integration.

Given the size and the complexity of the energy transition, it is still unclear where the opportunities will materialise in the long term and which specific capabilities are needed for these. However, the Dutch business climate, its favourable position in the Northwest of Europe, the excellent energy infrastructure, the strong position of consultancies and other services in the energy sector and the presence of technology suppliers for smart grids and energy conversion all provide the Netherlands with an excellent starting point. Nevertheless, new technologies and services can only be applied and grow to become successful if policy and market structure also create the right incentives and parameters, including the willingness to invest in pilot projects.

The barriers in the area of system integration cannot only be solved with research within the TKIs alone. This study shows that also adjustments in laws and regulations, further supply chain integration and control on the development of the energy system as a whole are needed to enable and stimulate these developments and to unlock the required investment by businesses.

6.1 Specific opportunities for biomass

The use of biomass in the energy sector offers a possibility to provide flexibility on the supply side of the energy (electricity and heat). Dispatchable capacity such as gas and coal plants can be made to produce power with less CO₂ when using biofuels. Bio based technologies tie in well with existing strengths of the Dutch energy and industry sectors which are currently still heavily rely on fossil fuels. Currently, Dutch companies strongly focus on the development of advanced biofuel production and biochemistry. In addition, the Netherlands is situated in a favourable location and has the infrastructure to play a central role in the processing of biomass into intermediate products and biofuels.

6.2 Specific opportunities for wind energy

The large-scale deployment of wind turbines will increase the demand for flexibility. However, wind turbines can also contribute to increasing the flexibility of the electricity system, for example by developing and deploying more flexible wind turbines or by temporarily switching off the wind turbines during peak production of electricity from renewable sources.

In the offshore wind sector Dutch companies are working on multiple activities, such as dredging, project management, consultancy and financing all of which are applied commercially in a range of sectors. Therefore these activities are robust against a disappointing offshore wind market. The construction of specialised vessels and production of near-shore foundations are commercial and fit well with the current development of offshore wind parks relatively close to the coastline. Even though there are no substantial activities regarding turbine construction, Dutch companies are skilled in turbine design mostly for turbines in the niche market phase. Furthermore, maintenance strategies are being developed and demonstrated in the Netherlands.

As suitable locations near the coast become scarcer, wind parks will have to be placed more and more in deep waters, further away from the coast. Dutch companies are working on specific technologies needed to be developed for deep water foundations and the construction of offshore electricity networks. These techniques are still in the early stages of development.

6.3 Specific opportunities for gas

The use of gas offers more flexibility and integration possibilities within the energy system.

- Gas fired power plants can offer flexibility for the electricity markets for both the Netherlands and neighbouring countries (ECN, 2014).
- Gas storage offers the possibility to diversify the gas supply (Russia, Norway and LNG from other countries) and accommodate seasonal fluctuations in the production of green gas.
- Conversion of electricity to gas (and vice versa) integrates the gas and electricity system, creating more opportunities to link the (surplus) supply from one energy carrier to the scarcity of the other. Due to high operational costs of the power-to-gas, this option will only be applicable with strict future emission reduction targets (ECN and DNV GL, 2014).

The exploration, production and trade in natural gas is dominated by multinationals. The global growth of the gas demand and the development of LNG offers growth opportunities for these companies and their suppliers. This is also true for the suppliers of companies in distribution, trade and supply in the Netherlands, which are geographically bound by their role.

7. Implications for the role and agenda of the Top Sector Energy programme

The main recommendations for the TSE programme System Integration, based on this study and based on the consulted literature and interviewed experts are the following:

- Continue to work on the development and long term vision of the theme system integration and, including the future energy supply in the Netherlands.
- Focus on the integral dimension within the system integration programme, the interactions and the interfaces between different aspects of the energy system.

- Further study roadmaps with optimal paths in terms of minimum total social costs for increasing flexibility and integration of the energy system with increasing share renewables in the energy supply mix.
- Focus on the economical, institutional, social and policy aspects of the system integration, which will be the driving forces and govern to a large extent the direction and magnitude of the deployment of the (flexibility) options.
- Create more room for well supervised, careful experiments at the building, neighbourhood and possibly regional level in order to gain experience with technical, economic and institutional innovations aimed at enhancing system integration and flexibility.
- Pay explicit attention to the dimensions of the Dutch domestic system, in relation to (NW) Europe, as well as the dimension of central versus developments at decentralized levels.
- Besides the robust elements within the development of the energy system, also focus on the (inherent) uncertainties of the system integration and the flexibility options, the possible implications of these uncertainties and the possibilities to reduce and manage these uncertainties.
- Strengthen the capabilities of the TSE organisation with respect to the topic of system integration.

1

Inleiding

Context van de studie

In het voorjaar van 2015 willen de samenwerkende Topconsortia voor Kennis en Innovatie (TKI's) van de Topsector Energie (TSE) hun recente programma *Systeemintegratie* nader verdiepen en aanscherpen (TSE, 2014a). Als input daarvoor heeft de TSE, via de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO.nl), een tender uitgeschreven voor een viertal studies op de volgende deelterreinen ('percelen') van het thema systeemintegratie (EZ/RVO.nl, 2014):

- Perceel 1: De relatie tussen systeemintegratie en *de veranderende mix van fossiele en hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening*;
- Perceel 2: De rol van *energieopslag* in relatie tot systeemintegratie;
- Perceel 3: De rol van *infrastructuren* in relatie tot systeemintegratie;
- Perceel 4: De rol van *eindgebruikers* in relatie tot systeemintegratie.

Deze studie bevat de bevindingen met betrekking tot het eerstgenoemde perceel.

Doel van de studie

Het doel van deze studie is het leveren van een bijdrage aan de ontwikkeling van een visie op het thema systeemintegratie door de Topsector Energie, in het bijzonder met betrekking tot de veranderende mix van fossiele en hernieuwbare bronnen in het toekomstige energiesysteem van Nederland.

Het is goed hierbij op te merken dat het programma Systeemintegratie door de TSE breed wordt geïnterpreteerd en als doel heeft "*het stimuleren van systeeminnovaties die leiden tot nieuwe kennis, diensten, producten die nodig zijn om de energievoorziening van de toekomst zodanig in te richten dat deze betrouwbaar en betaalbaar blijft en de transitie naar een duurzame energievoorziening optimaal faciliteert*" (TSE, 2014a). De studie neemt ook dit brede perspectief als uitgangspunt.

Onderzoeksvragen

Meer in het bijzonder beoogt deze studie een antwoord te geven op de volgende onderzoeksvragen:¹

1. Gebaseerd op bestaande studies en scenario's over de toekomstige ontwikkelingen met betrekking tot het aanbod en de mix van fossiele versus hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening, (a) hoe zien deze ontwikkelingen er naar verwachting uit?, (b) wat zijn de robuuste en onzekere elementen in deze verwachte ontwikkelingen?, (c) wat zijn de belangrijkste specifieke kenmerken van Nederland waar rekening mee gehouden moet worden bij de inschatting en beoordeling van deze ontwikkelingen?, en (d) wat is de invloed van deze ontwikkelingen en kenmerken op de mogelijkheden om de flexibiliteit c.q. de integratie van het energiesysteem te verbeteren teneinde de optimale inpassing van een toenemend aandeel hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening te bevorderen? Geef dit aan voor (i) de periode tot 2020/2023, (ii) de periode 2020-2030, en (iii) de periode 2030-2050, met nadruk van het werk op de periode tot 2030 en met een globaler karakter voor de periode 2030-2050.
2. Wat is het effect van bovengenoemde ontwikkelingen op de criteria *betaalbaarheid* en *betrouwbaarheid* van het energiesysteem en hoe worden deze criteria beïnvloed door een betere flexibiliteit c.q. integratie van het energiesysteem?
3. Welke rol vervult biomassa in deze ontwikkelingen (meer hernieuwbaar, flexibiliteit en systeemintegratie), o.a. rekening houdend met gewenste hoogwaardige toepassingsmogelijkheden van biomassa ('cascaderingsprincipe')? Hoe geeft dit invulling aan de transitie naar een biobased economy?
4. Gegeven bovenstaande ontwikkelingen, waar liggen kansen voor de BV Nederland – zowel bedrijven als kennisinstellingen – om producten en diensten te ontwikkelen die invulling geven aan deze transitie van het energiesysteem?
5. Hoe verhoudt Nederland qua kennis en bedrijvigheid zich tot het buitenland, in het bijzonder op het terrein van het verbeteren van de (aanbod)flexibiliteit c.q. integratie van het energiesysteem? Waar liggen de grootste kansen om een prominente positie te spelen of op te bouwen? Waar niet?
6. Wat moet er in de komende jaren gebeuren om bovengenoemde ontwikkelingen en kansen te realiseren? Welke initiatieven en stappen moet de Topsector Energie nemen?

Voor het behandelen en beantwoorden van bovenstaande onderzoeksvragen is naast de expertise van de leden van het projectteam gebruik gemaakt van bestaande, recente studies op het onderhavige terrein alsmede van de expertise, inzichten en opvattingen van externe deskundigen bij diverse, uiteenlopende organisaties (via mondelinge interviews van deze deskundigen).

Leeswijzer

De opbouw van de onderhavige studie ziet er als volgt uit. Na deze inleiding verschaft Hoofdstuk 2 allereerst een nadere probleemanalyse, in het bijzonder met betrekking tot de verwachte ontwikkelingen ten aanzien van de veranderende mix tussen (minder) fossiele en (meer) hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening. Vervolgens bespreekt Hoofdstuk 3 de opties voor het vergroten van de flexibiliteit van

¹ De redactie van de onderzoeksvragen is in bovenstaande tekst enigszins aangepast, maar niet het aantal of de inhoudelijke strekking van deze vragen, zoals neergelegd in het aanbestedingsdocument van de opdrachtgever (zie EZ/RVO.nl, 2014, pagina 11).

het energiesysteem, alsmede de relatie tussen de inpassing van hernieuwbare energie, flexibiliteit en conventioneel opwekkingsvermogen.

Hoofdstuk 4 bespreekt de implicaties van bovengenoemde ontwikkelingen (meer hernieuwbare energie; flexibilisering) voor de betrouwbaarheid en de betaalbaarheid van het energiesysteem. Hoofdstuk 5 analyseert de specifieke rol van biomassa in de verduurzaming en integratie van het energiesysteem. Daarna analyseert Hoofdstuk 6 de kansen van bovenstaande ontwikkelingen – meer hernieuwbare energie; meer behoefte aan flexibiliteit en integratie van het energiesysteem – voor de BV Nederland (i.e. zowel voor de bedrijven als de kennisinstellingen). Tenslotte gaat Hoofdstuk 7 in op de implicaties van bovengenoemde ontwikkelingen voor de rol en agenda van de Topsector Energie.

Op het eind van dit rapport verschaft de lijst van referenties een overzicht van de publicaties en andere (literatuur)bronnen die voor deze studie zijn geraadpleegd, terwijl Bijlage A een overzicht verstrekt van de externe deskundigen die in het kader van deze studie zijn geïnterviewd.

2

Ontwikkelingen in de brandstofmix van de Nederlandse energievoorziening, 2000-2050

Drijvende krachten

In de afgelopen 15 jaar (2000-2015) hebben zich enkele ingrijpende veranderingen en markante ontwikkelingen voorgedaan in de Nederlandse energievoorziening. Naar verwachting zullen deze veranderingen en ontwikkelingen zich in de komende 35 jaar (2015-2050) gestaag – en mogelijk zelfs versneld – voortzetten. De belangrijkste drijvende krachten van deze veranderingen en ontwikkelingen zijn:²

- *Techniek*, in het bijzonder de ontwikkeling van nieuwe (duurzame, decentrale) energieproductietechnologieën, innovatieve netwerkfaciliteiten ('smart grids') en nieuwe technologieën op het terrein van CO₂-/energiebesparing;
- *Economie*, in het bijzonder de relatieve prijs- en kostenontwikkeling van diverse energiedragers en –technologieën;
- *Beleid*, in het bijzonder het stellen van specifieke beleidsdoelstellingen – op het terrein van CO₂-reductie, duurzame energie, voorzieningszekerheid, energiebesparing, e.d. – alsmede het implementeren van beleidsmaatregelen en instrumenten om deze doelstellingen te bewerkstelligen.

Veranderingen en ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening

De belangrijkste veranderingen en ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening – voortvloeiend uit de interactie van bovengenoemde drijvende krachten – betreffen kort samengevat (Netbeheer Nederland, 2013; TSE, 2014a):

² Dit zijn abstracte krachten. Het moge duidelijk zijn dat deze krachten worden voortgedreven en concreet vorm worden gegeven door individuele en groepen mensen die op hun beurt weer worden gedreven door allerlei behoeften, belangen, ideeën, idealen, etc.

- *Meer hernieuwbare energie.* Het aandeel hernieuwbaar in de Nederlandse energievoorziening neemt toe. Dit heeft consequenties voor de inzet van fossiele energiebronnen. Meer in het bijzonder leidt een stijgend aandeel variabele, hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsopwekking (zon/wind) tot een toename van de variabiliteit en onzekerheid van deze opwekking en daarmee tot een behoefte aan *meer flexibiliteit* van het energiesysteem als geheel, met inbegrip van flexibiliteitsopties als de inzet van meer flexibele, conventionele centrales, meer flexibele vraagreacties, en ruimere mogelijkheden voor energieconversie/opslag zoals 'power-to-gas' (P2G), 'power-to-heat' (P2H), 'power-to-products' (P2P), etc.
- *Meer decentrale energievoorziening.* Door de toenemende beschikbaarheid van decentrale energieproductietechnologieën – zoals zon PV, warmtepompen, bio-installaties, e.d. – worden elektriciteit, warmte en biogas steeds meer decentraal voortgebracht door lokale, kleinschalige producenten die hun opbrengsten – afhankelijk van lokale, momentane vraag- en aanbodverhoudingen – aanwenden voor eigen gebruik, deels afzetten op het net of deels aanvullen met additioneel aanbod van het net. Daarnaast worden door de toenemende beschikbaarheid van slimme meters en netwerken ('smart grids') de mogelijkheden verruimd voor een betere efficiency, monitoring, balancering, flexibilisering en integratie van een meer decentrale, lokale energievoorziening. Hierdoor veranderen de traditionele rollen van zowel de eindverbruikers van energie – van passieve afnemers naar actieve 'prosumers' – als van de aanbieders (producenten, leveranciers en netbeheerders), i.e. van 'asset owners' en exclusieve aanbieders van gas/elektriciteit naar 'facilitators' en leveranciers van energiediensten.
- *Meer elektrificatie.* Als gevolg van een afnemende warmtevraag door energiebesparing (i.e. minder vraag naar gas), een groter aandeel van elektrische warmtepompen voor warmtelevering en de verwachte groei in marktpenetratie van elektrische auto's wordt de rol van elektriciteit in de energievoorziening steeds groter en belangrijker. De toenemende elektrificatie zal – bij een stijgend aandeel zon/wind in de elektriciteitsopwekking – de behoefte aan meer flexibiliteit van het energiesysteem verder versterken.
- *Meer integratie en complexiteit van het energiesysteem.* Door de ontwikkeling van diverse, nieuwe energieconversie/opslagsystemen (P2G, P2H, etc.) worden energiedragers onderling meer uitgewisseld en de afzonderlijke energiesystemen (elektriciteit, gas, warmte) onderling meer verweven, in het bijzonder in de industrie en nieuwe woonwijken. Hierdoor neemt niet alleen de integratie maar ook de complexiteit van het energiesysteem als geheel toe.
- *Meer Europese integratie.* Het energie- en klimaatbeleid van Nederland en de overige EU lidstaten wordt in toenemende mate Europees bepaald. Daarnaast vindt door marktkoppelingen, investeringen in interconnecties, e.d. een toenemende technische en economische integratie van energiesystemen en –markten (gas, elektriciteit) tussen de EU lidstaten plaats. Hierdoor wordt de Nederlandse energievoorziening in toenemende mate afhankelijk van de Europese beleids- en marktintegratie, maar biedt het tevens nieuwe kansen en mogelijkheden voor de BV Nederland.

Leeswijzer Hoofdstuk 2

Zoals gezegd richt Hoofdstuk 2 zich primair op het verschaffen van een nadere probleemanalyse, i.e. welke waargenomen en verwachte ontwikkelingen doen zich voor

in de Nederlandse energievoorziening over de periode 2000-2050? Meer in het bijzonder ziet de opbouw van Hoofdstuk 2 er als volgt uit:

- *Sectie 2.1* verschaft allereerst een korte schets van de belangrijkste kenmerken van het huidige energiesysteem in Nederland.
- *Sectie 2.2* analyseert vervolgens de waargenomen en verwachte ('meest plausibele') ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening in de periode 2000-2030 aan de hand van de onlangs verschenen Nationale Energieverkenning (ECN et al., 2014), in het bijzonder de veranderende relatie tussen fossiele en hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening.
- *Sectie 2.3* presenteert de belangrijkste bevindingen van een vijftal alternatieve toekomstscenario's voor het jaar 2030 ontwikkeld door CE Delft en DNV GL (2014), in het bijzonder met betrekking tot de veranderende brandstofmix in het Nederlandse energiesysteem.
- *Sectie 2.4* geeft een 'doorkijkje' van mogelijke ontwikkelingen in het Nederlandse energiesysteem tot 2050.
- *Sectie 2.5* presenteert een samenvatting van de belangrijkste robuuste en onzekere elementen met betrekking tot de verwachte ontwikkelingen in de brandstofmix van de Nederlandse energievoorziening zoals die in de vorige secties zijn geschetst.

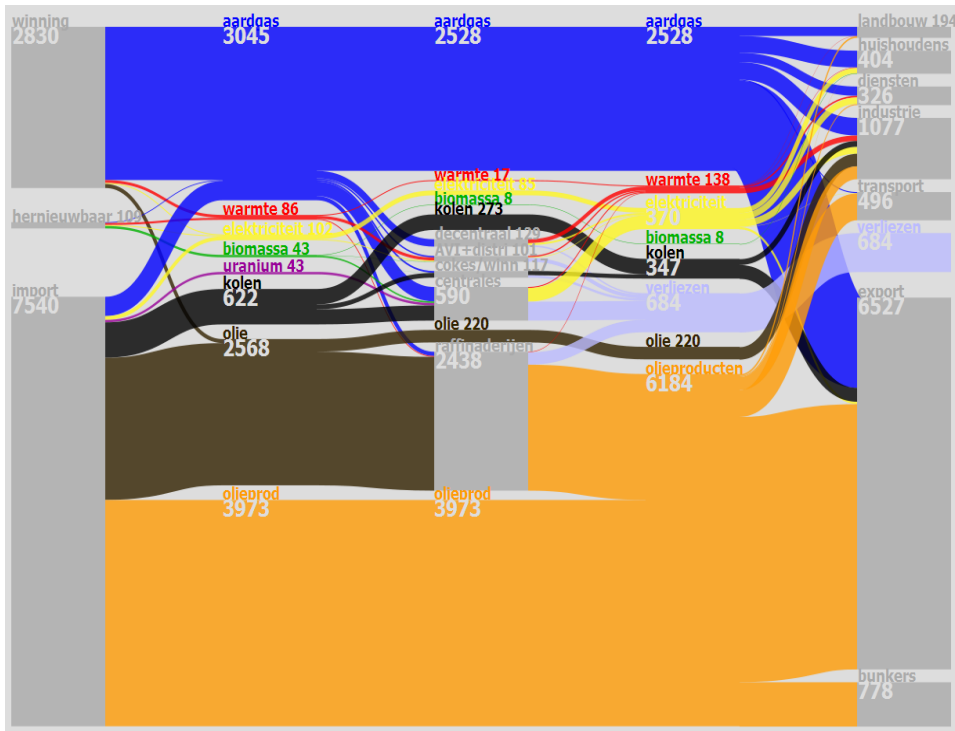
2.1 Kenmerken van het huidige energiesysteem in Nederland

Figuur 1 presenteert een Sankey diagram van de Nederlandse energiehuishouding op basis van de energiestatistieken van het CBS voor het jaar 2010. Meer in het bijzonder verschaft **Figuur 1** een overzicht van de energiestromen in Nederland, i.e. de herkomst, omzetting en bestemming van diverse energiedragers in 2010. De verschillende kleuren van de energiestromen geven de diverse energiedragers weer. De dikte van de stromen staat voor de omvang of energie-inhoud van deze stromen in Petajoules (PJ).

Figuur 1 toont in één oogopslag een aantal kenmerken van het huidige Nederlandse energiesysteem. De belangrijkste kenmerken van dat systeem zijn (PBL en ECN, 2011; Weterings et al., 2013):

- Door zijn gunstige geografisch ligging (aan zee; poort naar Europa) en zijn goed ontwikkelde infrastructuur (havenfaciliteiten, transport, raffinage- en energienetwerken) heeft Nederland een sterke, omvangrijke positie opgebouwd op het terrein van de doorvoer (invoer – uitvoer), opslag en verwerking (raffinage, chemie) van olie en olieproducten. Raffinaderijen produceren vooral voor de export en bunkers (i.e. brandstof die de internationale lucht- en scheepvaart in Nederland koopt). Een relatief klein deel van de olieproducten – benzine, diesel, nafta, stookolie, e.d. – is bestemd voor de Nederlandse transportsector en industrie (met inbegrip van het non-energetische verbruik in de chemie en andere bedrijfstakken).
- Een ander opvallend kenmerk is het relatief grote belang van gas in de Nederlandse energiehuishouding (en de nationale economie als geheel). Dankzij de ruime, binnenlandse beschikbaarheid en winning van gas heeft deze brandstof – naast een omvangrijke (netto) uitvoer – een prominente, veelal dominante plek verworven in

Figuur 1: Sankey diagram van de energiehuishouding in Nederland, 2010 (in PJ)

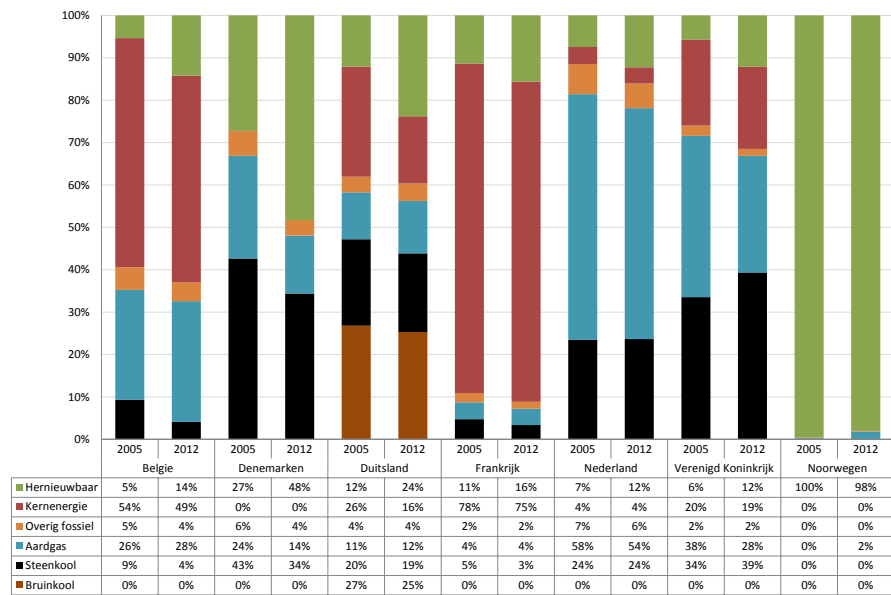


Bron: ECN et al. (2014b).

de Nederlandse energievoorziening, in het bijzonder voor het opwekken van elektriciteit en de warmtevoorziening in de industrie, glastuinbouw, huishoudens en dienstensector. De ruime beschikbaarheid van (relatief goedkoop) gas is tevens mede verantwoordelijk voor het relatief grote aandeel van diverse energie-intensieve bedrijfstakken – zoals de chemie en de voedingsmiddelenindustrie – in zowel het energieverbruik als de economische bedrijvigheid van Nederland.

- Al met al zijn fossiele brandstoffen als olie, gas en kolen verantwoordelijk voor het leeuwendeel (90-95%) van het energieverbruik in Nederland. Daarnaast leveren zij zowel direct als indirect een substantiële bijdrage aan de Nederlandse economie, in het bijzonder aan het nationaal inkomen, de export, de werkgelegenheid en de collectieve middelen (Weterings et al., 2013; ECN et al., 2014a).
- Daar staat tegenover dat in vergelijking met omringende buurlanden het aandeel van hernieuwbare bronnen in de energiemix van Nederland relatief klein is (minder dan 5% van het totale bruto eindverbruik in 2012). Hoewel het aandeel hernieuwbaar in de *elektriciteitsmix* van Nederland hoger ligt (circa 12% in 2012) komen de verschillen in fossiele versus hernieuwbare energievoorziening tussen Nederland en zijn buurlanden vooral tot uiting in de opwekking van elektriciteit. Zo bedroeg in 2012 het aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsmix in Duitsland ongeveer 24%, in Denemarken 48% en in Noorwegen zelfs 98% (en was het aandeel fossiel – vooral gas – navenant lager). In landen als België, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk is het aandeel hernieuwbaar weliswaar vergelijkbaar met dat van Nederland (12-16%), maar in deze landen is het aandeel kernenergie relatief veel hoger en dientengevolge het aandeel fossiel (gas) veel lager (**Figuur 2**).

Figuur 2: Mix van elektriciteitsproductie per energiedrager in Nederland en omliggende buurlanden, 2005 en 2012



Bron: ECN et al. (2014b).

Al met al bedroeg de totale in- en uitstroom van energie in Nederland circa 10.500 PJ in 2010 (**Figuur 1**). Ruim twee derde daarvan betrof echter de in- en uitvoer van energie, inclusief de vraag naar energie door internationale bunkers. Het totale primaire, binnenlandse energieverbruik in Nederland bedroeg ongeveer 3200 PJ in 2010. Na aftrek van omzettingsverliezen – circa 700 PJ, in het bijzonder in de elektriciteitssector – resteert een bruto eindverbruik, inclusief het non-energetische verbruik in de industrie, van ongeveer 2500 PJ in de vijf ‘eindgebruikerssectoren’ (transport, industrie, diensten, huishoudens en landbouw).

2.2 Ontwikkelingen in de Nederlandse brandstofmix tot 2030

De onlangs verschenen Nationale Energieverkenning (NEV) schetst de stand van zaken van de Nederlandse energiehuishouding (ECN et al., 2014a). De NEV beschrijft daartoe de waargenomen ontwikkeling vanaf 2000 tot heden (‘realisatie’), en geeft de verwachting voor de verdere ontwikkeling tot 2030 (‘projectie’). Het toekomstbeeld in de NEV beoogt een weergave te zijn van de meest plausibele ontwikkeling, gebaseerd op inzichten rond prijzen, markten, technologie en beleid zoals deze bestonden tot mei 2014. De NEV maakt projecties voor twee verschillende beleidsvarianten, waarin zowel overheidsbeleid als maatregelen van andere maatschappelijke actoren zijn opgenomen. De variant ‘vastgesteld beleid’ gaat uit van concrete, officieel gepubliceerde of zoveel mogelijk bindende maatregelen. De variant ‘voorgenomen beleid’ gaat daarnaast uit van openbare voornemens voor maatregelen die begin mei 2014 concreet genoeg waren

om in de berekeningen te verwerken. Veel afspraken uit het SER Energieakkoord – maar niet alle – zijn opgenomen binnen de variant voorgenomen beleid.³

In onderstaande secties worden de belangrijkste bevindingen van de NEV 2014 gepresenteerd, in het bijzonder met betrekking tot de waargenomen en verwachte ontwikkelingen in de aanbodmix van het energieverbruik in Nederland over de periode 2000-2030. Allereerst worden deze ontwikkelingen besproken voor het totale energieverbruik en vervolgens voor enkele afzonderlijke onderdelen van de energievoorziening (elektriciteit, gas, warmte en mobiliteit).⁴

2.2.1 Totaal energieverbruik

Primair energieverbruik naar energiebron

Figuur 3 toont de ontwikkeling van het primaire energieverbruik in Nederland over de periode 2000-2030 in absolute hoeveelheden – i.e. in PJ, inclusief omzettingsverliezen e.d. – terwijl **Tabel 3** de vergelijkbare ontwikkeling van deze energiemix geeft in relatieve termen (i.e. als percentage van het totale primaire energieverbruik, inclusief het non-energetisch verbruik). De belangrijkste observaties uit deze figuur en tabel zijn:

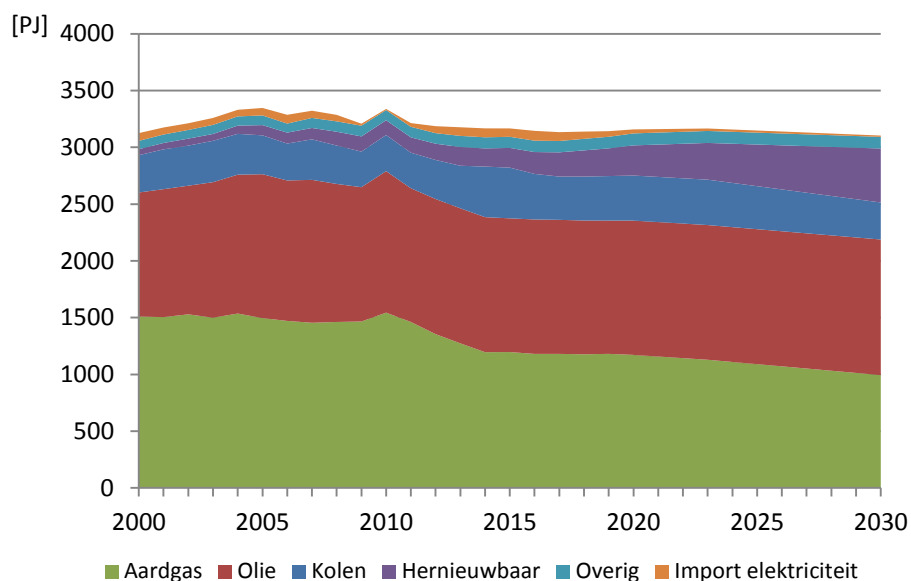
- Het primaire energieverbruik is in de jaren 2000-2010 gestegen van ruim 3100 PJ naar circa 3200 PJ maar zal naar verwachting in de periode 2010-2030 langzaam maar gestaag afnemen tot het niveau van het jaar 2000 (3100 PJ).
- In het decennium 2000-2010 werd het primaire energieverbruik in Nederland gedomineerd door de vraag naar gas, zij het dat het aandeel van deze brandstof in het totale verbruik licht afnam van 48% in het jaar 2000 naar 46% in 2010. In de afgelopen jaren is het aandeel gas echter fors gedaald tot circa 38% in 2014 en zal naar verwachting verder afnemen tot ongeveer 32% in 2030.
- Olie nam tot op heden de tweede plaats in qua aandeel in het totale primaire energieverbruik maar zal vanaf de tweede helft van de jaren 2010-2020 de leidinggevende positie van gas overnemen. Over de beschouwde periode neemt het aandeel van olie geleidelijk toe van 35% in 2000 tot 39% in 2030.
- Na een lichte daling van 11% in 2000 naar 10% in 2010 neemt het aandeel van kolen in het totale primaire energieverbruik significant toe tot bijna 14% in 2015 – door de opening van enkele nieuwe kolencentrales en de recente, relatief lage prijzen voor kolen en CO₂ – om vervolgens weer geleidelijk te dalen tot 11% in 2030.
- Het totale aandeel van fossiel (gas, olie, kolen) in het primaire energieverbruik is slechts marginaal afgenomen van 94% in 2000 tot 93% in 2010. Naar verwachting zal dit aandeel echter meer significant dalen in zowel het lopende als het komende decennium, i.e. tot 87% in 2020 en 81% in 2030.
- Het aandeel hernieuwbaar in het *primaire* energieverbruik was in het afgelopen decennium relatief laag, zij het dat het langzaam groeide van 1,7% in 2000 naar 3,9% in 2010. Naar verwachting zal dit aandeel in de voorgenomen beleidsvariant stijgen tot 8,4% in 2020 en tot 15,3% in 2030.⁵

³ Voor een gedetailleerd overzicht van alle maatregelen die al dan niet zijn meegenomen in de twee beleidsvarianten van de NEV 2014, zie Bijlage A van ECN et al. (2014a).

⁴ Alle beschouwingen en data in de rest van deze onderhavige Sectie 2.2 – tenzij anders vermeld – zijn ontleend aan de NEV 2014 en beschikbare, achterliggende databronnen.

⁵ Merk op dat het aandeel hernieuwbaar hier wordt uitgedrukt als percentage van het *primaire* energieverbruik terwijl de Nederlandse (en EU) doelstelling voor hernieuwbare energie wordt uitgedrukt als percentage van het *finale* energieverbruik. Aangezien de omzettingsverliezen van hernieuwbaar – vooral van zon en wind – veelal

Figuur 3: Primair energieverbruik naar energiebron, voorgenomen beleid, 2000-2030 (in PJ)



Bron: ECN et al. (2014a).

Tabel 3: Primair energieverbruik naar energiebron, voorgenomen beleid, 2000-2030 (in %)

	2000	2010	2020	2030
Aardgas	48,3	46,3	37,1	32,0
Olie	35,0	37,3	37,5	38,5
Kolen	10,5	9,5	12,6	10,5
<i>Totaal fossiel</i>	<i>93,8</i>	<i>93,1</i>	<i>87,1</i>	<i>81,0</i>
Hernieuwbaar	1,7	3,9	8,4	15,3
Overig	2,3	2,7	3,3	3,3
Import elektriciteit	2,2	0,3	1,1	0,4
<i>Totaal</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>

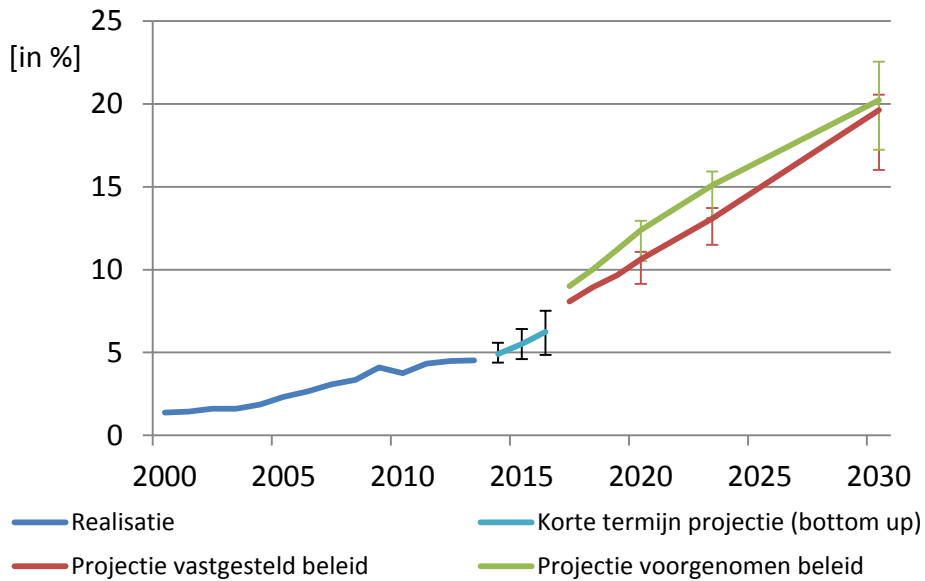
Bron: ECN et al. (2014a).

Aandeel hernieuwbaar in finaal energieverbruik

Figuur 4 toont de ontwikkeling van het aandeel hernieuwbare bronnen in het totale *finale* energieverbruik van Nederland in de jaren 2000-2030. Dit aandeel is gestegen van 1,4% in 2000 tot circa 4,5% in 2012-2013. Rekening houdend met alle onzekerheden ligt de meest plausibele schatting voor het aandeel hernieuwbare energie in 2020 bij vaststaand beleid op 10,6% en bij het voorgenomen beleid op 12,4% (de verticale lijntjes in **Figuur 4** geven de onzekerheidsmarges van de schattingen aan). Voor 2023 (einde SER Energieakkoord) liggen deze percentages op respectievelijk 13,1% en 15,1%. In zowel de vastgestelde als de voorgenomen beleidsvariant groeit het aandeel hernieuwbare energie in de periode tot 2030 verder tot circa 20% (ECN et al., 2014a).

kleiner zijn dan van fossiel is het aandeel hernieuwbaar als percentage van het finale energieverbruik veelal hoger dan als percentage van het primaire energieverbruik

Figuur 4: Ontwikkeling aandeel hernieuwbare energie, 2000-2030 (in % bruto eindverbruik)



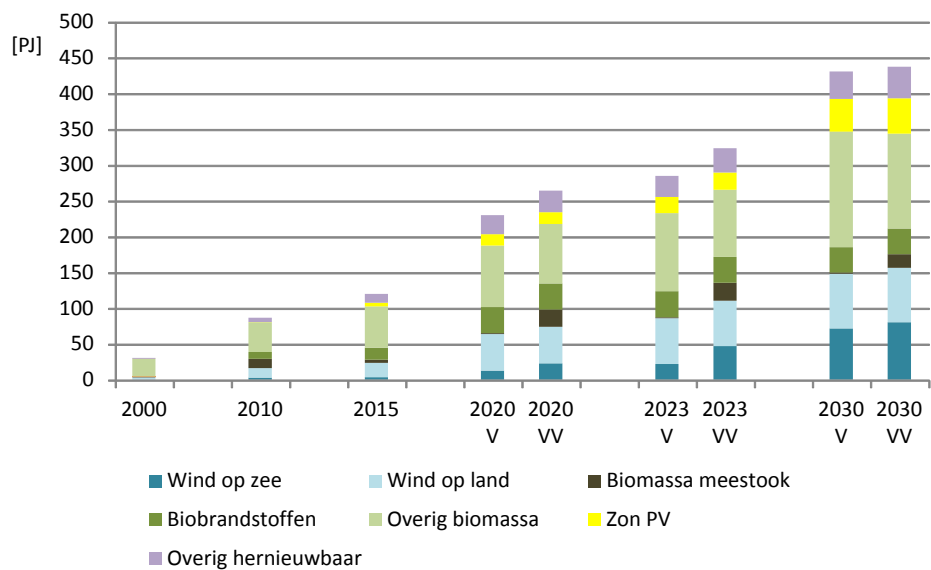
Bron: ECN et al. (2014a).

Bijdrage van verschillende technologieën hernieuwbare energie

De groei van hernieuwbare energie tot 2030 komt voort uit groei bij zowel hernieuwbare elektriciteit, hernieuwbare warmte als hernieuwbare mobiliteit. De groei bij hernieuwbare elektriciteit komt vooral door groei van zon-PV en windenergie (**Figuur 5**). De productie van elektriciteit uit biomassa blijft rond het niveau van de afgelopen jaren liggen. Variaties in hernieuwbare elektriciteit uit biomassa worden hoofdzakelijk veroorzaakt door de inzet van biomassa in kolencentrales, die bij vastgesteld beleid niet wordt gestimuleerd, en bij voorgenomen beleid tot een maximum van 25 PJ in de SDE+ wordt opgenomen. De groei van hernieuwbare warmteproductie vindt plaats zowel bij verschillende biomassacategorieën als bij de inzet van warmte uit de bodem en de buitenlucht. De groei bij hernieuwbare mobiliteit is vooral gebaseerd op een toename van het aandeel biobrandstoffen.

Tabel 4 presenteert het aandeel van verschillende technologieën hernieuwbare energie in het finaal energieverbruik voor de periode 2000-2030. Daarbij blijkt dat het aandeel variabele, hernieuwbare bronnen – zon en wind – naar verwachting fors zal toenemen van minder dan 1% in 2010 naar ongeveer 4% in 2020 en 9% in 2030 (waarvan het grootste deel – ongeveer driekwart – voor rekening komt van hernieuwbare energie uit wind en de rest uit zon). Het aandeel bio-energie stijgt in deze periode van bijna 3% in 2010 tot circa 7% in 2020 en 9% in 2030. Zoals eerder opgemerkt naar aanleiding van **Figuur 4** neemt het totale aandeel hernieuwbaar in het finale energieverbruik toe van nog geen 4% in 2010 tot circa 20% in 2030.

Figuur 5: Bijdrage van verschillende technologieën hernieuwbare energie, 2000-2030 (in PJ)



V = Vastgesteld beleid; VV = Voorgenomen beleid

Bron: ECN et al. (2014a).

Tabel 4: Aandeel van verschillende technologieën hernieuwbare energie in het finaal energieverbruik, 2000-2030 (in %)

	2000	2010	2015	Vastgesteld beleid			Voorgenomen beleid		
				2020	2023	2030	2020	2023	2030
Wind op zee	0.0	0.1	0.2	0.6	1.0	3.3	1.1	2.2	3.7
Wind op land	0.1	0.6	0.9	2.4	3.0	3.5	2.4	3.0	3.5
<i>Totaal wind</i>	<i>0.1</i>	<i>0.7</i>	<i>1.1</i>	<i>2.9</i>	<i>4.0</i>	<i>6.7</i>	<i>3.4</i>	<i>5.1</i>	<i>7.2</i>
Zon PV	0.0	0.0	0.2	0.7	1.0	2.1	0.8	1.1	2.3
<i>Totaal variabel</i>	<i>0.1</i>	<i>0.7</i>	<i>1.3</i>	<i>3.7</i>	<i>5.0</i>	<i>8.8</i>	<i>4.2</i>	<i>6.3</i>	<i>9.5</i>
Biomassa meestook	0.0	0.6	0.2	0.1	0.1	0.1	1.1	1.2	0.9
Biobrandstoffen	0.0	0.4	0.8	1.7	1.7	1.6	1.7	1.7	1.7
Overig biomassa	1.1	1.9	2.7	4.0	5.0	7.4	3.9	4.4	6.1
<i>Totaal bio-energie</i>	<i>1.1</i>	<i>2.9</i>	<i>3.6</i>	<i>5.7</i>	<i>6.7</i>	<i>9.1</i>	<i>6.7</i>	<i>7.2</i>	<i>8.7</i>
Overig hernieuwbaar	0.1	0.3	0.6	1.2	1.4	1.7	1.4	1.6	2.0
Totaal hernieuwbaar	1.3	3.9	5.5	10.6	13.1	19.6	12.3	15.1	20.2

Bron: ECN et al. (2014a).

2.2.2 Elektriciteit

Elektriciteitsverbruik

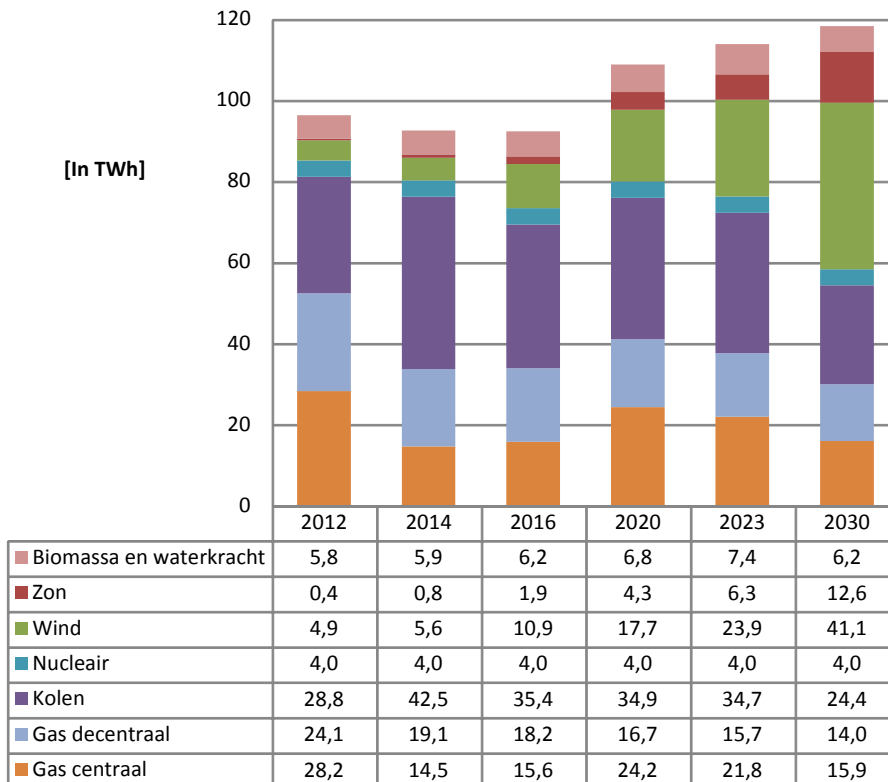
In de periode 2000-2008 is het finale elektriciteitsverbruik met bijna 12% toegenomen tot ongeveer 390 PJ (110 TWh) in 2008. Na een inzinking in 2009 heeft het elektriciteitsverbruik zich in de jaren 2010-2012 gestabiliseerd op een niveau van circa 380 PJ per jaar. In zowel de vastgestelde als de voorgenomen beleidsvariant van de NEV 2014 zal het elektriciteitsverbruik langzaam groeien tot 400 PJ in 2030.

Het aandeel van het elektriciteitsverbruik in de totale finale energievraag – i.e. een indicatie voor de mate van elektrificatie van de energievoorziening – is relatief beperkt en stijgt slechts langzaam over de periode 2000-2030. In de jaren 2000-2012 nam dit aandeel toe van 15,7% naar 17,4%. In zowel het vastgestelde als voorgenomen beleid zal dit percentage naar verwachting stijgen tot 18,4% in 2030. Dit percentage is echter in grote mate afhankelijk van de (onzekere) ontwikkeling in het gebruik van elektrische warmtepompen en elektrische auto's tot 2030 (zie Secties 2.2.4 en 2.2.5).

Ontwikkeling elektriciteitsproductie per energiebron

Voor de periode 2012-2030 presenteert **Figuur 6** de ontwikkeling van de elektriciteitsproductie per energiedrager in absolute zin (i.e. in TWh), terwijl **Tabel 5** de ontwikkeling van de brandstofmix als percentage van de totale productie toont.

Figuur 6: Ontwikkeling elektriciteitsproductie per energiedrager, vaststaand beleid, 2012-2030 (in TWh)



Bron: ECN et al. (2014a).

Tabel 5: Ontwikkeling elektriciteitsproductie per energiedrager, vaststaand beleid, 2012-2030
(in % van het totaal)

	2012	2014	2016	2020	2023	2030
Gas centraal	29,3	15,7	17,0	22,3	19,2	13,4
Gas decentraal	25,1	20,7	19,7	15,4	13,8	11,8
<i>Totaal gas</i>	<i>54,3</i>	<i>36,4</i>	<i>36,7</i>	<i>37,6</i>	<i>33,0</i>	<i>25,3</i>
Kolen	29,9	46,0	38,4	32,1	30,5	20,7
<i>Totaal fossiel</i>	<i>84,2</i>	<i>82,3</i>	<i>75,1</i>	<i>69,7</i>	<i>63,4</i>	<i>45,9</i>
Wind	5,1	6,0	11,8	16,3	21,0	34,7
Zon	0,5	0,9	2,1	4,0	5,5	10,7
Biomassa en waterkracht	6,0	6,4	6,7	6,3	6,5	5,3
<i>Totaal hernieuwbaar</i>	<i>11,6</i>	<i>13,3</i>	<i>20,6</i>	<i>26,6</i>	<i>33,0</i>	<i>50,7</i>
Nucleair	4,2	4,4	4,4	3,7	3,5	3,4
<i>Totaal alle bronnen</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>100</i>

Bron: ECN et al. (2014a).

De belangrijkste bevindingen van **Figuur 6** en **Tabel 5** zijn:

- Het aandeel fossiel (gas, kolen) in de totale elektriciteitsproductie daalt gestaag van 84% in 2012 tot 46% in 2030. Het aandeel van gas (zowel centraal als decentraal) daalt in het bijzonder van 54% in 2012 tot 36% in 2014 en – na een gering herstel tot 2020, met name van gas centraal – vervolgens tot 25% in 2030. Het aandeel kolen daarentegen stijgt aanvankelijk van 30% in 2012 naar 46% in 2014 maar neemt vervolgens gestaag af tot 21% in 2030.
- Het aandeel hernieuwbaar (zon, wind, biomassa en waterkracht) stijgt van minder dan 12% in 2012 tot meer dan 50% in 2030. Terwijl het aandeel van biomassa en waterkracht nagenoeg gelijk blijft tot 2023 – en vervolgens afneemt tot 2030 – stijgt vooral het aandeel zon van minder dan 1% in 2012 tot 11% in 2030 en dat van wind van, respectievelijk, 5% naar 35%. Daarmee wordt wind de belangrijkste bron voor het opwekken van elektriciteit in 2030 en bedraagt het totale aandeel van de variabele hernieuwbare bronnen (zon, wind) in de elektriciteitsproductie in 2030 ruim 45%.

2.2.3 Gas

Zoals aangegeven in **Figuur 3** (Sectie 2.2.1) neemt het totale primaire verbruik van aardgas naar verwachting af van circa 1500 PJ in de jaren 2000-2010 tot ongeveer 1200 PJ in 2020 en 1000 PJ in 2030 (NEV 2014, voorgenomen beleid). Daarmee daalt het aandeel van aardgas in het totale primaire energieverbruik gestaag van 48% in het jaar 2000 naar 32% in 2030 (**Tabel 3**, Sectie 2.2.1).

Naast het verbruik van gas in de elektriciteits- en warmtevoorziening (zie Secties 2.2.2 en 2.2.4) wordt de ontwikkeling van het totale gasverbruik bepaald door de ontwikkeling van de vraag naar gas door de eindgebruikers. Meer in het bijzonder ziet laatstgenoemde ontwikkeling per categorie eindgebruiker er samengevat als volgt uit:

- *Huishoudens*. De gemiddelde jaarlijkse gasvraag per huishouden (woning) is de afgelopen jaren fors gedaald van circa 2200 m³ in 1995 naar ongeveer 1500 m³ in

2012 en zal naar verwachting verder dalen naar circa 1240 m³ in 2030. Deze daling is het gevolg van een aantal ontwikkelingen zoals de installatie van HR-ketels, de betere isolatie van bestaande woningen, het steeds energiezuiniger worden van nieuwe woningen, meer één- of tweepersoonshuishoudens, alsmede een ander gedrag en leefstijl van huisbewoners waardoor het gasverbruik voor koken en warmtapwater is afgenomen. Door de recente (2015) en voorgenomen (2020) aanscherping van de energieprestatienorm voor nieuwbouwwoningen moeten deze woningen vanaf 2020 nagenoeg energieneutraal zijn. Deze aangescherpte eisen kunnen worden ingevuld door een verdergaande woningisolatie en toepassing van elektrische warmtepompen, hybride ketels en zon-PV. Hierdoor daalt het gemiddelde gasverbruik per woning. Ondanks de groei van het aantal huishoudens neemt – dankzij de (sterkere) daling van het gemiddelde gasverbruik per woning – het totale gasverbruik van alle huishoudens af van 400 PJ in het jaar 2000 tot 280 PJ in 2030.

- *Diensten*. In de dienstensector is het gasverbruik de afgelopen jaren gestegen van circa 120 PJ in het jaar 2000 tot ongeveer 160 PJ in 2012, in het bijzonder als gevolg van de snelle groei van de gebruikruimte van de utiliteitsbouw in deze sector (kantoren, scholen, zorginstellingen, bedrijfsruimten, etc.). In de komende jaren zal dit verbruik naar verwachting echter dalen naar circa 120 PJ in 2030 (NEV 2014, voorgenomen beleidsvariant). Naast het effect van de economische recessie wordt deze daling veroorzaakt door een aantal verwachte demografische ontwikkelingen zoals de vergrijzing, een kleinere beroepsbevolking en minder studenten in het onderwijs. Daarnaast spelen trends als internet winkelen, ‘het nieuwe werken’ en ouderen die langer thuis blijven wonen een rol in de afnemende ruimtebehoefte van de dienstensector.
- *Landbouw*. Binnen de landbouwsector is de glastuinbouw verantwoordelijk voor het grootste deel van het energieverbruik, in het bijzonder voor de verwarming van de kassen en de belichting gericht op de groei van de gewassen. Gasgestookte ketels en warmtekrachtkoppeling (WKK) leveren momenteel het grootste deel van de benodigde energie. Dankzij de groeiende inzet van efficiënte WKK-installaties en andere energiebesparende maatregelen is het finale thermische en elektrische energieverbruik in de landbouw de afgelopen jaren gedaald van circa 170 PJ in het jaar 2000 tot 130 PJ in 2010. In de komende jaren daarentegen wordt een lichte stijging van het energieverbruik verwacht tot ongeveer 150 PJ in 2030. De ambities van de sector zijn echter vooral gericht op een verduurzaming van de warmtevraag – onder andere via geothermie – waardoor de vraag naar aardgas naar verwachting flink zal afnemen in de komende decennia (zie tevens **Box 1**: WKK in de glastuinbouw).
- *Industrie*. Het huidige, totale aardgasverbruik in de industrie is ongeveer 350 PJ. Een kwart van dit verbruik wordt aangewend als grondstof voor de productie van kunstmest. Daarnaast wordt gas – evenals een grote hoeveelheid aardolie – gebruikt als grondstof in de chemie, ook wel aangeduid als non-energetisch verbruik. Het totale non-energetische verbruik van fossiele brandstoffen (gas, olie) in de industrie is in de jaren 2000-2010 fors gestegen – van circa 460 PJ naar 690 PJ – maar zal naar verwachting in de komende jaren slechts langzaam toenemen tot ongeveer 730 PJ in 2030. Het finale thermische energieverbruik in de industrie daarentegen is afgenomen van 460 PJ in het jaar 2000 tot minder dan 400 PJ in de afgelopen jaren, 2011-2013, maar zal in de komende jaren naar verwachting langzaam stijgen tot 440 PJ in 2030. Het elektrisch energieverbruik in de industrie vertoont een vergelijkbaar

verloop, zij het op een lager niveau (circa 120-150 PJ per jaar). Een substantieel deel van het thermische en elektrische energieverbruik wordt door de industrie zelf voortgebracht met behulp van gasgestookte WKK-installaties. De afgelopen jaren staan deze installaties onder druk door de ongunstige prijsverhouding van gas en elektriciteit. De bedrijfsuren van deze installaties zijn daardoor afgenomen of ze zijn definitief stopgezet omdat ze aan vervanging of groot onderhoud toe zijn. De wegvallende warmteproductie wordt ingevuld door de inzet van conventionele, gasgestookte ketels (ECN et al., 2014a).

Box 1: WKK in de glastuinbouw

Tussen 2005 en 2010 is de inzet van gasgestookte WKK-installaties in de landbouwsector sterk toegenomen van 27 PJ in 2005 tot 110 PJ in 2010. Door de huidige, ongunstige omstandigheden voor deze installaties is de verwachting dat op korte termijn het aandeel WKK in de warmtevoorziening van de landbouw iets afneemt. Op langere termijn krijgt WKK bovendien meer concurrentie van goedkopere hernieuwbare warmte. Desalniettemin blijft WKK waarschijnlijk wel een significante rol spelen, namelijk daar waar de WKK in de eigen vraag naar elektriciteit voorziet en de rentabiliteit gunstig is, en als leverancier van CO₂ voor de teelt van gewassen. De verwachting is bovendien dat WKK een rol zal gaan spelen in combinatie met duurzame warmtevoorziening, bijvoorbeeld als stroombron voor warmte-koude opslagsystemen. Daarnaast heeft WKK in de glastuinbouw – in tegenstelling tot de WKK in de industrie – het voordeel dat opslag van warmte in warmtebuffers goed mogelijk is, waardoor WKK zeer flexibel kan worden ingezet (ECN et al., 2014a).

De rol van gas in de elektriciteitsvoorziening

Zoals aangegeven in **Tabel 5** (Sectie 2.2.2) daalt het aandeel van gas in de elektriciteitsvoorziening van 54% in 2012 naar 25% in 2030 (NEV 2014, vaststaand beleid). Deze daling heeft zich vooral voorgedaan in de recente jaren – van 54% in 2012 naar 36% in 2014 – door een combinatie van factoren zoals de recente toename van de kolencapaciteit in Nederland, de huidige lage kolenprijs, de hoge aardgasprijs, de lage prijs voor CO₂-emissierechten en de relatief lage elektriciteitsprijs in de afgelopen 2-3 jaar als gevolg van de economische recessie en de goedkope import van hernieuwbare elektriciteit uit Duitsland. Deze factoren treffen in het bijzonder het aandeel van gas centraal in de elektriciteitsvoorziening – van 29% in 2012 naar 16% in 2014 – en in mindere mate het aandeel van gas decentraal (WKK), i.e. van 25% naar 21% (zie **Tabel 5** alsmede **Figuur 6**).

De in het Energieakkoord voorziene sluiting van oude kolencentrales heeft vanaf 2016 een gunstig effect op de elektriciteitsproductie van de gascentrales. Maar na een 'piek' in (het aandeel van) de productie in 2020 zakt deze echter weer onder invloed van de stijging van de hernieuwbare elektriciteitsopwekking (zie **Figuur 4**). Dit effect geldt ook voor het gemiddelde aantal draaiuren van de gascentrales. Deze vertoont in 2014 een dieptepunt van ongeveer 1400 uur. In de jaren daarna herstelt het aantal draaiuren van deze centrales – tot circa 2400 uur in 2020 – maar daarna neemt het weer af, naar

ongeveer 1600 uur in 2030, onder invloed van de stijgende elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen (ECN et al., 2014a).⁶

Het beeld met betrekking tot de toekomstige ontwikkeling van de gascentrales is onzeker en zou om meerdere redenen anders kunnen uitpakken dan hier beschreven, aangezien een veelheid aan factoren het verdienmodel voor gascentrales beïnvloedt. Zo houdt dit beeld bijvoorbeeld geen rekening met de toename van de vraag naar flexibiliteit in de elektriciteitsopwekking om een toenemend aandeel variabele en onzekere productie van elektriciteit uit zon en wind te kunnen accommoderen. Een recente studie laat zien dat de rol voor gascentrales groter kan worden wanneer rekening wordt gehouden met verschillen in flexibiliteit tussen centrales (ECN, 2014).⁷ Daarnaast kunnen zich prijsontwikkelingen voordoen in de CO₂-, kolen- of gasmarkt, die de prijsverhouding gunstiger dan wel ongunstiger zou kunnen maken voor gascentrales. Bovendien zou mogen worden verwacht dat er een verdere sanering van de gascentrales zal plaatsvinden indien het aantal draaiuren laag blijft. Hierdoor verbetert de positie van de resterende gascentrales (ECN et al., 2014a).

Veranderingen in het aanbod van gas

De komende decennia zullen zich naar verwachting ingrijpende veranderingen voordoen in het aanbod van gas in Nederland. Zo zal de Nederlandse productie – en export – van gas verder afnemen, eerst gestaag maar na circa 2015 in een versneld tempo. De import van gas uit landen als Noorwegen of Rusland en van vloeibaar gas (LNG) uit landen als Algerije en Qatar zal daarentegen toenemen. Uitgaande van een geleidelijk afnemende Nederlandse gasvraag van 38 miljard m³ in 2015 tot 31 miljard m³ in 2030 zal Nederland zo rond 2030 veranderen van een netto-exporteur in een netto-importeur van aardgas (ECN et al., 2014a).

Daarnaast zal het aanbod van gas uit hernieuwbare bronnen ('biogas' of 'groen gas') in de komende 15 jaar fors toenemen. Groen gas is gezuiverd en gedroogd biogas en wordt geproduceerd uit onder meer slib, afval van stortplaatsen, tuinafval, resten groenten en fruit en dierlijke restproducten zoals koeienmest. De omvang van de productie van groen gas is momenteel relatief beperkt maar in het kader van de zogenaamde 'Green Deal' is afgesproken om de productie van groen gas te verhogen naar 3 miljard m³ per jaar in 2030. Dit komt overeen met ongeveer 100 PJ in 2030 (Lensink, 2013; Groen Gas Forum, 2014; CE Delft en DNV GL, 2014; ECN et al., 2014b).

De komende jaren zal tevens de omvang en het belang van de *opslag* van gas verder toenemen. Met de afnemende productie uit het gasveld in Groningen wordt opslag van (groen) gas relatief belangrijker in het voorzien in de benodigde flexibiliteit, i.e. het opvangen van zowel seizoensmatige fluctuaties als tijdelijke, lokale verschillen in vraag en aanbod van gas. Daarnaast kan opslag er voor zorgen dat onderbrekingen in de aanvoer van gas niet direct leiden tot onderbrekingen in de levering aan eindverbruikers (ECN et al., 2014a en 2014b).

Op langere termijn, i.e. in het bijzonder na 2030, zal naar verwachting ook het belang van andere opties voor het verbruik, het aanbod en/of de opslag van gasvormige

⁶ Het aantal gemiddelde draai- of vollasturen is berekend door de elektriciteitsproductie per energiedrager te delen door het opgestelde vermogen per energiedrager.

⁷ Zie Hoofdstuk 3 voor een nadere bespreking van deze studie.

energiedrager toenemen. Een van die opties betreft het verbruik van aardgas in combinatie met CCS, vooral in de industrie maar mogelijk ook in de elektriciteitssector (zij het dat de combinatie van CCS met kolen waarschijnlijk aantrekkelijker is door de hogere CO₂-intensiteit en de doorgaans lagere prijs van deze brandstof). Zowel het daadwerkelijk realiseerbaar potentieel als de tijdsfasering van deze optie zijn echter zeer onzeker, afhankelijk van de ontwikkeling van de prijs voor CO₂-emissierechten, de nadere (kosten)ontwikkeling van adequate technologieën voor de afvang en opslag van CO₂ uit diverse vormen van gasverbruik, de beschikbaarheid van voldoende opslagcapaciteit voor CO₂ en het maatschappelijke draagvlak voor binnenlandse, ondergrondse opslag van CO₂.

Een andere lange-termijn optie betreft ‘*power-to-gas*’ (P2G). In deze technologie wordt een overschot aan hernieuwbare elektriciteit aangewend voor de productie van gasvormige energiedragers als waterstof of (groene) methaan. Deze kunnen vervolgens worden opgeslagen en getransporteerd in de bestaande gasinfrastructuur (gasopslag), en tenslotte flexibel worden aangewend, bijvoorbeeld als (bijmenging in) gas voor HR-ketels, als waterstof in de industrie en de verkeerssector, of om er weer elektriciteit van te maken met behulp van flexibele gascentrales (Netbeheer Nederland, 2013; ECN et al., 2014d; De Joode, 2014).⁸

2.2.4 Warmtevoorziening

De warmtevraag van gebruikssectoren als huishoudens, diensten, landbouw en industrie is samen goed voor ongeveer 40% van het primair energiegebruik in Nederland. Het energieverbruik voor warmte is daarmee van groot belang bij de verduurzaming van de Nederlandse energievoorziening. Voor het grootste gedeelte vindt de opwekking van warmte plaats binnen de gebruikssectoren door de aanwending van (fossiel) gas. Dit gedeelte van de warmtevraag en -voorziening is daarom reeds uiteengezet in de vorige sectie. Ook de warmtevoorziening via gasgestookte WKK-installaties – die soms sector-overschrijdend is – is daar reeds besproken. Deze paragraaf gaat derhalve slechts kort in op de sector-overschrijdende warmtevoorziening via warmtenetten alsmede op de voorziening van warmte uit hernieuwbare bronnen.

In Nederland is de rol van collectieve warmtevoorzieningen (i.e. warmtenetten) van oudsher relatief beperkt, variërend van enkele grote stadsverwarmingsnetten – met tienduizenden woningen – tot blokvorming van een enkele flat. Bij huishoudens is het aandeel van collectieve systemen in de warmtevoorziening in 2012 circa 3%. Bij nieuwbouwwoningen ligt dit aandeel hoger, namelijk op 16%. De voornaamste groei in collectieve warmtevoorziening is geconcentreerd in stedelijke nieuwbouwingebieden maar door de bank genomen zal het aandeel van de warmtenetten in de warmtevoorziening naar verwachting niet snel groeien (ECN et al., 2014a).

Een meer markante ontwikkeling bij warmtenetten vindt plaats aan de aanbodkant. Veel warmtenetten betrekken hun warmte van inmiddels ouder geworden elektriciteitscentrales. Deze zijn in de huidige elektriciteitsmarkt vaak niet meer concurrerend en gaan in veel gevallen binnen afzienbare tijd sluiten. Veel collectieve

⁸ De recente studie naar de mogelijke rol van P2G in het toekomstige Nederlandse energiesysteem (ECN et al., 2014d) wordt nader besproken in Hoofdstuk 3.

warmtesystemen moeten dus op zoek naar alternatieve warmtebronnen. Gesteund door de recente SDE+-regeling schakelen ze in veel gevallen over naar een hernieuwbare warmtebron. Zo steeg in 2013 het verbruik van hernieuwbare warmte met een kleine 10 procent. Vooral afvalverbrandingsinstallaties produceerden meer hernieuwbare warmte door het in gebruik nemen van nieuwe warmteleidingen naar de naburige industrie.

Daarnaast is in recente jaren het aantal SDE+ aanvragen voor grote investeringsprojecten in geothermie (bodemwarmte) sterk toegenomen. Verwacht wordt dat de bijdrage van geothermie langzaam maar gestaag zal groeien tot ongeveer 9 PJ in 2020 (ECN et al., 2014a).

2.2.5 Mobiliteit

Het energieverbruik van de sector verkeer en vervoer – exclusief internationaal vervoer, i.e. internationale binnenvaart, zeescheepvaart en luchtvaart – is in Nederland gegroeid van circa 510 PJ in het jaar 2000 tot 560 PJ in 2008, waarna het is gedaald tot 530 PJ in 2012. Verwacht wordt dat dit verbruik langzaam maar gestaag verder zal dalen tot een niveau van ongeveer 510 PJ in de jaren 2020-2030 (ECN et al., 2014a).

De dominante energiebron in de sector verkeer en vervoer is aardolie, dat voor het overgrote deel (circa 97%) wordt geïmporteerd uit het buitenland en binnenlands wordt geraffineerd tot benzine, diesel en andere motorbrandstoffen. Daarnaast wordt het gebruik van biobrandstoffen gestimuleerd door zowel Europese als nationale wetgeving. In 2012 werd in totaal 14 PJ aan biobrandstoffen bijgemengd in de fossiele transportbrandstoffen. Dat is de facto iets minder dan 3% van het totale energieverbruik van de sector verkeer en vervoer in dat jaar. Verwacht wordt dat om aan de Europese verplichting te voldoen het aandeel biobrandstoffen zal groeien en in 2020 de feitelijke bijmenging 8,5% zal bedragen.⁹

Naar verwachting zal het aandeel hernieuwbaar in het energieverbruik van de sector verkeer en vervoer na 2020 nog aanzienlijk toenemen, maar onzeker is met hoeveel en via welke bron, i.e. via (geavanceerde) biobrandstoffen, waterstof en/of elektrische vervoer.¹⁰ Zo reden er in mei 2014 bijna 35.000 (semi-)elektrische personenauto's rond in Nederland, i.e. minder dan een half procent van het totale aantal personenauto's. De verdere toename van het aantal (semi-)elektrische auto's is echter erg onzeker, in het bijzonder door onzekerheid over de implementatie en effectiviteit van toekomstig beleid dienaangaande op nationaal en Europees niveau. In de NEV 2014 is daarom een trendmatige continuering van het huidige fiscale beleid verondersteld. In combinatie met de verdere uitrol van laadinfrastructuur en ander flankerend beleid worden op deze wijze ruim 0,2 miljoen (semi-)elektrische personenauto's verwacht in 2020 en 0,8 miljoen in 2030 (ECN et al., 2014a).

⁹ Het aandeel geavanceerde biobrandstoffen in het totale energieverbruik van de sector verkeer en vervoer wordt voor zowel 2012 als 2020 geschat op 1,5%. Vanwege de formele dubbeltelling van deze geavanceerde biobrandstoffen bedroeg de officiële bijmenging 4,5% in 2012 en 10% in 2020 (waarmee aan de afgesproken EU doelstelling voor 2020 – een aandeel van 10% biobrandstoffen – formeel wordt voldaan).

¹⁰ Merk op dat de bijdrage die waterstof en/of elektrisch vervoer leveren aan het aandeel hernieuwbaar in de sector verkeer en vervoer afhangt van de aannames die gemaakt worden over de mate van hernieuwbaarheid van de betreffende energiedrager (waterstof, elektriciteit).

2.2.6 Vergelijkbare ontwikkelingen in buurlanden

In de ons omringende buurlanden – België, Denemarken, Duitsland, Frankrijk en het Verenigd Koninkrijk – vinden vergelijkbare ontwikkelingen op het gebied van verduurzaming van de energievoorziening plaats als in Nederland. Dit vloeit voort uit het feit dat het gezamenlijke EU energie- en klimaatbeleid leidt tot vergelijkbare doelstellingen voor de lidstaten op dit terrein en tot vergelijkbare maatregelen om deze doelstellingen te bewerkstelligen. Er zijn echter wel verschillen in de manier waarop doelstellingen worden geïmplementeerd in de verschillende nationale markten. Door de toenemende integratie van de energiemarkten in de EU – in het bijzonder koppeling binnen de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt – hebben de ontwikkelingen in energievoorziening in de omringende buurlanden in toenemende mate implicaties voor de ontwikkelingen in de energievoorziening van Nederland.

Het beste en meest relevante voorbeeld van de bovengeschetste situatie betreft Duitsland. Het Duitse energie- en klimaatbeleid, beter bekend als de *Energiewende*, heeft als centrale, lange-termijn doelstelling een CO₂-arm energiesysteem in 2050, zonder kernenergie, op basis van vooral energiebesparing en hernieuwbare energie. Voor 2020 en de decennia daarna zijn er specifieke, nationale doeleinden vastgesteld die veelal verder gaan dan de Europese afspraken voor Duitsland. Zo bedraagt de Duitse, nationale doelstelling voor het aandeel hernieuwbaar in het totaal energieverbruik 18% in 2020, 30% in 2030 en 60% in 2050. Voor het aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsopwekking zijn deze percentages respectievelijk 35%, 50% en 80% (Boot en Notenboom, 2014; ECN et al., 2014a).

Dankzij een redelijk stabiel stimuleringsbeleid voor hernieuwbare energie is het aandeel hernieuwbaar in de Duitse energievoorziening in de afgelopen jaren snel toegenomen. Zo is het aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsopwekking verdubbeld van ongeveer 12% in 2005 tot 24% in 2012 (zie **Figuur 2**, Sectie 2.1). In recente jaren heeft dit tijdens diverse uren en dagen in het jaar geleid tot grote hoeveelheden hernieuwbare elektriciteit en zelfs tot nationale overschotten aan stroom, resulterend in lage of zelfs negatieve elektriciteitsprijzen in Duitsland (mede dankzij de recente lage prijzen voor kolen en CO₂-emissierechten). Door de integratie en koppeling van de Duitse en Nederlandse elektriciteitsmarkten heeft dit eveneens geleid tot een toenemende import van goedkope stroom van Nederland uit Duitsland en daarmee tevens tot lagere elektriciteitsprijzen in Nederland, met een navenant negatief effect op de concurrentiepositie en rentabiliteit van gascentrales en andere installaties – waaronder hernieuwbaar – voor de opwekking van elektriciteit in Nederland.¹¹

De (beleids)ontwikkelingen in de omringende buurlanden van Nederland op het terrein van energie en klimaat alsmede de toenemende integratie van de elektriciteits- en andere energiemarkten tussen deze landen creëren naast problemen en uitdagingen

¹¹ De integratie en koppeling van de Duitse en Nederlandse elektriciteitsmarkten leidde aanvankelijk – tot 2012 – tot een toenemende convergentie en zelfs tot een nagenoeg volledige harmonisatie van de elektriciteitsprijzen tussen deze landen. Door de beperkte transmissie- en interconnectiecapaciteit tussen Nederland en Duitsland hebben de recente, omvangrijke overschotten aan goedkope (hernieuwbare) elektriciteit in Duitsland geleid tot allerlei congestieverschijnselen tussen Nederland en Duitsland en daarmee tot een toename in de divergentie van elektriciteitsprijzen tussen deze landen in recente jaren (ECN et al., 2014a en 2014b). Dit impliceert dat bij een meer uitgebreide transmissie- en interconnectiecapaciteit tussen Nederland en Duitsland de implicaties van de overschotten aan goedkope stroom in Duitsland voor Nederland nog groter zouden zijn geweest dan die zich feitelijk hebben voorgedaan in de afgelopen 2-3 jaar.

ook nieuwe mogelijkheden en kansen voor Nederland. Zo kan de integratie van Europese energiemarkten bijdragen aan een meer betrouwbare en een meer betaalbare (goedkopere) energievoorziening in Nederland, bijvoorbeeld door een betere balancering van vraag en aanbod van energie tussen de betreffende landen tegen lagere kosten. Daarnaast creëert de toename van het aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening van de buurlanden nieuwe kansen voor de BV Nederland (bedrijven en kennisinstellingen), bijvoorbeeld de uitvoer van (onderdelen van) bepaalde hernieuwbare-energie technologieën en flexibiliteitsopties alsmede van kennis en andere diensten met betrekking tot de verduurzaming, flexibilisering en integratie van het energiesysteem. Deze mogelijkheden en kansen zullen nader worden besproken in Hoofdstuk 6.

2.2.7 Aanvullend beleid voor halen van EU 2030 doelen?

De verwachte ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening, zoals uiteengezet in de Secties 2.2.1 tot en met 2.2.5, zijn gebaseerd op hetzij de vastgestelde beleidsvariant hetzij de voorgenomen beleidsvariant van de NEV 2014. In deze varianten worden ruwweg de EU afspraken voor Nederland in 2020 gehaald op het terrein van hernieuwbaar (14% van het finale energieverbruik) en CO₂-reductie (16% voor de niet-ETS sectoren, ten opzichte van 2005). Deze varianten leiden tevens tot het nagenoeg halen van de hernieuwbare energiedoelstelling van het SER Energieakkoord voor het jaar 2023 (16% van het finale energieverbruik), zij het dat het realiseren van deze doelstelling is omgeven door een bepaalde onzekerheidsmarge (zie **Figuur 4** en **Tabel 4**; ECN et al., 2014a).

Onlangs, i.e. in oktober 2014, hebben de EU lidstaten nieuwe doelstellingen voor het EU energie- en klimaatbeleid in 2030 afgesproken. Centraal in deze afspraken staan een bindend doel voor de reductie van EU broeikasgasemissies van 40% in 2030 – t.o.v. 1990 – en een bindend doel voor hernieuwbare energie van tenminste 27% van het finale energieverbruik voor de EU als geheel. Op dit moment, i.e. april 2015, is nog onduidelijk wat deze afspraken impliceren voor het Nederlandse energie- en klimaatbeleid tot 2030.¹²

Volgens de NEV 2014 leidt het huidige vaststaande c.q. voorgenomen beleid tot een emissiereductie in Nederland van ongeveer 24-26% in 2030 – t.o.v. 1990 – en een aandeel van hernieuwbare in het finale energieverbruik van Nederland van circa 20% in 2030. Het lijkt dan ook zeer waarschijnlijk dat Nederland zijn beleid zal moeten intensiveren teneinde een evenredige bijdrage te leveren aan het bereiken van de 2030 afspraken voor de EU als geheel.

In de volgende sectie worden enkele alternatieve toekomstbeelden voor 2030 besproken die een indicatie geven van de implicaties voor het bewerkstelligen van bepaalde, meer ambitieuze doelstellingen voor CO₂-reductie en hernieuwbare energie in Nederland in 2030 dan de verwachte realisaties in de NEV 2014.

¹² Op dit moment worden er op zowel Europees als nationaal niveau verschillende beleidsalternatieven geanalyseerd die pas in latere instantie zullen leiden tot nieuwe beleidskeuzen en nadere beleidsmaatregelen in Nederland.

2.3 Alternatieve toekomstbeelden voor 2030

In opdracht van Netbeheer Nederland hebben CE Delft en DNV GL recentelijk een vijftal toekomstscenario's ontwikkeld voor de Nederlandse energievoorziening in 2030. Deze scenario's zijn afgeleid van een vijftal eindbeelden die door de opdrachtgever zijn opgesteld voor het jaar 2030. Deze eindbeelden verschillen op een drietal hoofdkenmerken: (i) het percentage CO₂-reductie t.o.v. 1990, (ii) het aandeel hernieuwbare energie, en (iii) de benutting van het decentraal productiepotentieel. Naast deze drie hoofdkenmerken verschillen de eindbeelden tevens op een tweetal aanvullende kenmerken: (iv) de mate van energiebesparing, en (v) de omvang van het decentrale productiepotentieel.

Tabel 6 geeft een overzicht van de kenmerken van de vijf eindbeelden van de scenario's A tot en met E voor het jaar 2030. Ter vergelijking zijn tevens de kenmerken (of eindresultaten) van het Business-As-Usual (BAU) scenario toegevoegd. Dit scenario is gebaseerd op een voortzetting van het huidig vastgesteld beleid (zoals gedefinieerd door CE Delft en DNV GL). In termen van CO₂-reductie en aandeel hernieuwbare energie komen de kenmerken van het BAU scenario voor 2030 redelijk overeen met de 'meest plausibele' verwachtingen van de vastgestelde beleidsvariant van de NEV 2014 (Sectie 2.2).¹³

Tabel 6: Kenmerken van de eindbeelden van de scenario's ontwikkeld door CE Delft en DNV GL (2014)

Hoofdkenmerken	Scenario's					
	A	B	C	D	E	BAU
CO ₂ -reductie	40%	40%	55%	100%	100%	22%
Hernieuwbare energie	25%	25%	25%	25%	100%	16%
Benutting decentraal potentieel	100%	<25%	100%	<25%	100%	25%
Aanvullende kenmerken						
Omvang decentraal potentieel	Laag	Laag	Laag	Laag	Hoog	Laag
Besparing achter de meter	Midden	Laag	Midden	Hoog	Hoog	laag

Bron: CE Delft en DNV GL (2014).

In de vijf alternatieve toekomstscenario's daarentegen zijn de kenmerken van de eindbeelden doorgaans veel ambitieuzer dan in het BAU scenario, in het bijzonder in termen van CO₂-reductie (40-100%) en aandeel hernieuwbaar (25-100%). Door de bank genomen is het eindbeeld van scenario B nog het minst ambitieus met 40% CO₂-reductie, 25% hernieuwbaar en een laag niveau van energiebesparing achter de meter. Aan de andere kant is het eindbeeld van scenario E het meest ambitieus met 100% CO₂-reductie, 100% hernieuwbaar, 100% benutting van een hoog decentraal potentieel en een hoog niveau van energiebesparing.

¹³ In het BAU scenario van CE Delft en DNV GL wordt in 2030 een CO₂-reductie bereikt van 22% en een aandeel hernieuwbaar in het finale energieverbruik van 16%. In de vastgestelde beleidsvariant van NEV 2014 bedragen deze percentages, respectievelijk, 24% CO₂-reductie en 20% hernieuwbaar.

Verschillen in inzet per eindbeeld

Teneinde de uiteenlopende kenmerken van de eindbeelden te bereiken vertonen de vijf scenario's enkele markante verschillen qua inzet:

- Scenario A:
 - o Forse energiebesparing;
 - o Veel decentrale energieproductie (lokale netten verzwaren);
- Scenario B:
 - o Forse inzet CCS;
- Scenario C:
 - o Forse energiebesparing;
 - o Forse inzet van CCS;
- Scenario D:
 - o Extreme energiebesparing;
 - o Extreem forse inzet van CCS;
- Scenario E:
 - o Extreme energiebesparing;
 - o Hoge inzet van zon-PV en biomassa;
 - o Veel decentrale energieproductie (verzwaring lokale elektriciteitsnetten; veel lokale opslag; seizoensopslag);
 - o Extreme brandstofswitch in het transport (>elektrisch vervoer en waterstof).

In onderstaande secties worden enkele bevindingen van de scenario-analyse nader toegelicht. Daarbij ligt de nadruk op de bevindingen die markant afwijken of aanvullend zijn ten opzichte van de bevindingen van de NEV 2014 (Sectie 2.2).

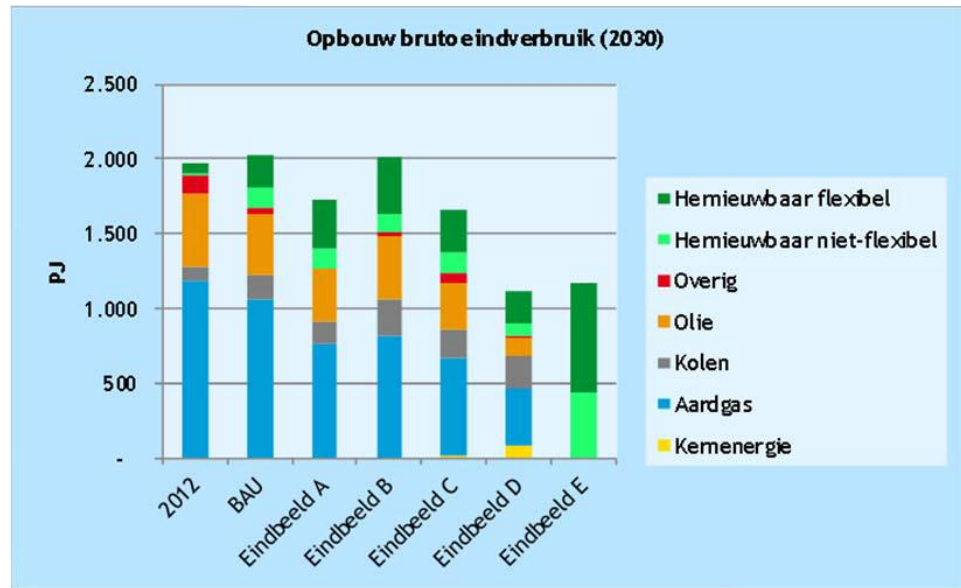
Brandstofmix van finale energievraag

Figuur 7 presenteert de brandstofmix van de finale energievraag (bruto eindverbruik) in 2030 per scenario (in vergelijking tot het basisjaar 2012). De belangrijkste bevindingen van deze figuur – en achterliggende analyse – zijn (CE Delft en DNV GL, 2014):

- Hoewel de zogenaamde 'functionele energievraag' in 2030 gelijk is in alle scenario's ('gelijk comfort niveau'), verschilt de finale energievraag in 2030 aanzienlijk per scenario, variërend van circa 1100 PJ in scenario D tot ruim 2000 PJ in scenario B.¹⁴ Dit is het gevolg van verschillen in aannames qua energie efficiency per scenario. In het eindbeeld van scenario B vindt zeer beperkt energiebesparing plaats, bij D en E juist veel.
- De mate van energiebesparing heeft grote invloed op de hoeveelheid hernieuwbare energie die nodig is per scenario teneinde het betreffende eindbeeld te halen. Hoewel de doelstelling voor hernieuwbaar gelijk is in de scenario's B en D (25% in 2030) zorgt de besparing in scenario D er voor dat er 200 PJ minder hernieuwbare energie nodig is in D dan in B.
- In alle scenario's neemt het verbruik van hernieuwbare energie toe. In alle scenario's neemt biomassa ongeveer twee derde hiervan voor zijn rekening. Het restant komt op het conto van de variabele ('niet-flexibele') hernieuwbare energiebronnen zon en wind.

¹⁴ Het bruto eindverbruik in de studie van CE Delft en DNV GL is significant lager dan vergelijkbare data in de NEV 2014. Dit is het gevolg van het feit dat het non-energetisch gebruik wél wordt meegenomen in de NEV 2014 maar niet in de studie van CE Delft en DNV GL.

Figuur 7: Brandstofmix van bruto eindverbruik in 2030 per scenario (in PJ)



Bron: CE Delft en DNV GL (2014).

Finale elektriciteitsvraag

In alle scenario's vindt een autonome toename van de vraag naar elektriciteit plaats. Dankzij besparingsmaatregelen neemt weliswaar de finale vraag in eerste instantie af maar wordt deze in alle scenario's aangevuld met een extra groei door een voortgaande elektrificatie van de energievoorziening. Dit betreft in het bijzonder een extra groei van de vraag naar elektriciteit door substitutie van motorbrandstoffen in het transport (elektrisch vervoer) en van aardgas voor zowel lage-temperatuur (LT) als hoge-temperatuur (HT) warmte door elektrische warmtepompen. Daarnaast zorgt de productie van waterstof voor transport en bijmenging in aard/groen gas voor een sterke stijging in de elektriciteitsvraag in scenario's D en E (CE Delft en DNV GL, 2014). Als gevolg hiervan stijgt de finale elektriciteitsvraag in 2030 in alle scenario's ten opzichte van 2012 (zie **Tabel 7**).

Tabel 7: Opbouw elektriciteitsvraag in 2012 en in de eindbeelden (2030) van de scenario's A-E en het BAU scenario (in PJ)

	2012	A	B	C	D	E	BAU
Finale vraag	431	455	550	523	506	571	529
Functionele vraag (na besparing)	415	380	456	380	253	253	456
+ elektrisch vervoer		10	11	29	37	82	11
+ elektrisch HT-warmte	14	26	35	64	56	26	28
+ elektrisch LT-warmte	2	40	47	50	65	37	33
+ H ₂ vervoer & mixgas					94	174	

Bron: CE Delft en DNV GL (2014).

Door bovenstaande ontwikkelingen stijgt tevens het aandeel elektriciteit in de totale finale energievraag in 2030 in alle scenario's ten opzichte van 2012. Als percentage van het bruto eindverbruik bedroeg dit aandeel circa 22% in 2012. In het BAU scenario

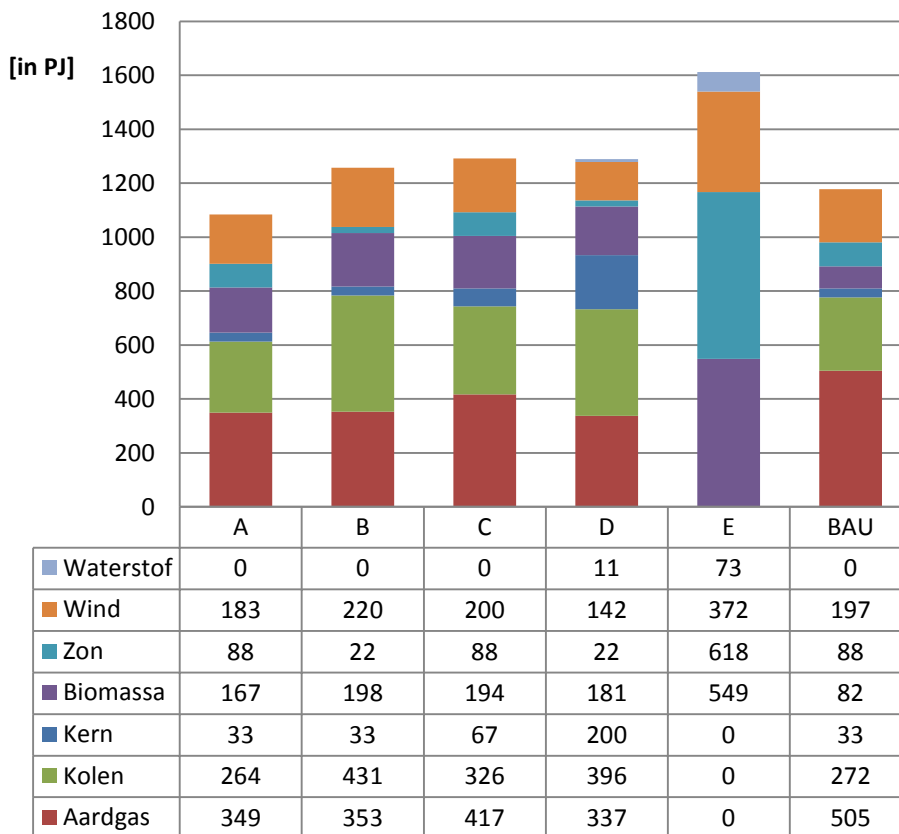
neemt dit aandeel toe tot ongeveer 26% in 2030. In de alternatieve toekomstbeelden varieert de mate van elektrificatie van het finale energieverbruik van 26-30% in de scenario's A, B en C tot circa 45-50% in de scenario's D en E.

Primaire brandstofmix van elektriciteitsproductie

Figuur 8 toont voor alle scenario's de mix van primaire energiebronnen voor de productie van elektriciteit in 2030 in absolute hoeveelheden (PJ), terwijl **Tabel 8** dezelfde mix presenteert in relatieve termen (i.e. als percentage van de totale primaire vraag naar energie voor de productie van elektriciteit). Zowel **Figuur 8** als **Tabel 8** laten zien dat er grote verschillen zijn tussen de scenario's in zowel de absolute als de relatieve bijdrage van diverse energiebronnen in de totale elektriciteitsproductie in 2030. Meer in het bijzonder zijn de belangrijkste bevindingen van **Figuur 8** en **Tabel 8**:

- Het primaire energieverbruik voor de elektriciteitsproductie in 2030 verschilt sterk per scenario, variërend van minder dan 1100 PJ in scenario A tot meer dan 1600 PJ in scenario E.
- Het aandeel gas (inclusief CCS) bedraagt in het BAU scenario bijna 43% in 2030. In de alternatieve toekomstbeelden valt dit aandeel een stuk lager uit, variërend van 32% in scenario's A en C tot 0% in scenario E.
- Het aandeel kolen (inclusief CCS) bedraagt in het BAU scenario circa 23% in 2030 en varieert in de alternatieve eindbeelden van 34% in scenario B tot 0% in scenario E.

Figuur 8: Primaire brandstofmix van elektriciteitsproductie in 2030 (in PJ)



Bron: CE Delft en DNV GL (2014).

Tabel 8: Primaire brandstofmix van elektriciteitsproductie in 2030 (in %)

	A	B	C	D	E	BAU
Aardgas	32,2	28,1	32,3	26,1	0,0	42,9
Kolen	24,4	34,3	25,2	30,7	0,0	23,1
<i>Totaal fossiel</i>	<i>56,5</i>	<i>62,4</i>	<i>57,5</i>	<i>56,9</i>	<i>0,0</i>	<i>66,0</i>
Biomassa	15,4	15,8	15,0	14,0	34,1	7,0
Zon	8,1	1,8	6,8	1,7	38,3	7,5
Wind	16,9	17,5	15,5	11,0	23,1	16,7
Waterstof	0,0	0,0	0,0	0,9	4,5	0,0
<i>Totaal hernieuwbaar</i>	<i>40,4</i>	<i>35,0</i>	<i>37,3</i>	<i>27,6</i>	<i>100,0</i>	<i>31,2</i>
Kern	3,0	2,6	5,2	15,5	0,0	2,8
Totaal	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Bron: CE Delft en DNV GL (2014).

- Het totale aandeel fossiele brandstoffen (gas, kolen) in de elektriciteitsmix van 2030 is in 4 van de 5 alternatieve toekomstbeelden (A tot en met D) nog altijd ongeveer 57-62% terwijl het aandeel hernieuwbaar varieert tussen 28% (D) en 40% (A). Dit komt doordat het beoogde aandeel hernieuwbaar in het *totale* bruto eindverbruik in deze scenario's niet meer bedraagt dan 25% terwijl de beoogde CO₂-reductie – variërend van 40% in scenario's A en B, 55% in C en 100% in D – wordt bereikt door forse energiebesparingen (A), een forse CCS uitdaging (B), een mix van forse besparingen en een forse CCS uitdaging (C), en een mix van meer kernenergie, forse besparingen en een forse CCS uitdaging (D). Qua aandeel hernieuwbaar in deze vier scenario's valt op dat een aanzienlijk deel van de totale elektriciteitsproductie wordt opgewekt uit biomassa (14-16%) en slechts een relatief beperkt deel door zon (2-8%).¹⁵ Het aandeel wind in de scenario's A tot en met D bedraagt circa 11-17%.
- Alleen in scenario E (100% CO₂-reductie, 100% hernieuwbaar en 100% decentrale energie) wordt elektriciteit in 2030 volledig opgewekt uit hernieuwbare bronnen (en is het aandeel van zowel fossiel als kernenergie derhalve nul). Meer in het bijzonder bedraagt het aandeel van zon in de (absoluut hoge) elektriciteitsproductie 38% en van wind 23%. Daarnaast bedraagt het aandeel van biomassa circa 34% terwijl elektriciteit uit waterstof een bijdrage levert van 5%.

Relevantie en betekenis van de alternatieve toekomstbeelden voor 2030

De alternatieve toekomstbeelden voor 2030 zoals ontwikkeld door CE Delft en DNV GL verschillen in enkele opzichten significant van de beleidsvarianten tot 2030 zoals ontwikkeld door ECN et al. in de NEV 2014. In zowel de vaststaande als de voorgenoemde beleidsvariant van de NEV 2014 gaat het om een *projectie* van de verwachte, 'meest plausibele' ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening tot 2030, gebaseerd op inzichten over prijzen, markten, technologie en beleid zoals deze bestonden in mei 2014.

In de alternatieve toekomstbeelden van CE Delft en DNV GL gaat het om het definiëren van (denkbare, ideaaltypische) eindbeelden voor het jaar 2030 die via een methode van *backcasting* nader worden uitgewerkt in termen van welke stappen in de

¹⁵ Het relatief lage aandeel voor zon-PV komt overeen met een recente scenariostudie voor de EU als geheel (Blanford et al., 2015).

tussenliggende periode moeten worden genomen om deze eindbeelden te bereiken. Het gaat dus om twee verschillende benaderingen – met verschillende oogmerken, aannames en methoden – waarvan de resultaten om die reden beperkt vergelijkbaar zijn.

Een belangrijke randvoorwaarde in de analyses van CE Delft en DNV GL is dat de betrouwbaarheid van de energievoorziening is gewaarborgd in alle scenario's (ongeacht de maatregelen of kosten die daarvoor nodig zijn). Dit betekent dat deze scenario's dus niet zozeer de effecten van een toenemend aandeel hernieuwbaar op de betrouwbaarheid van de energievoorziening analyseren maar veeleer welke veranderingen (moeten) plaatsvinden en welke maatregelen getroffen (moeten) worden om die betrouwbaarheid veilig te stellen (en wat de kosten van die veranderingen en maatregelen zijn). De scenario's bevatten derhalve veelal allerlei maatregelen voor het waarborgen van de betrouwbaarheid van het energiesysteem zoals energieopslag, installatie van flexibel reservevermogen en investeringen in transmissie- en distributienetwerken.¹⁶

De scenario's ontwikkeld door CE Delft en DNV GL verschaffen inzicht in de implicaties van een aantal mogelijke eindbeelden voor de Nederlandse energievoorziening in 2030, met inbegrip van de implicaties voor de brandstofmix van het finale energieverbruik c.q. de elektriciteitsproductie. Deze toekomstbeelden pretenderen echter niet ('het meest') plausibel te zijn op basis van huidige (beleids)inzichten. Wel geven ze – tot op zekere hoogte – een indicatie van mogelijke, toekomstige beleidsveranderingen, bijvoorbeeld als gevolg van de onlangs afgesproken doelstellingen voor het EU energie- en klimaatbeleid in 2030.

Dat geldt in het bijzonder voor scenario's A en B die beide streven naar 40% CO₂-reductie en een aandeel van 25% hernieuwbare energie in 2030 (zie **Tabel 6**). Deze doelstellingen komen aardig in de richting van de onlangs gemaakte afspraken voor het energie- en klimaatbeleid in 2030 voor de EU als geheel. Scenario A wil deze doelstellingen ('hoofdkenmerken') vooral bereiken door een forse energiebesparing en een maximale benutting (100%) van het decentrale potentieel – zoals zon-PV e.d. – terwijl scenario B vooral mikt op een forse inzet van CCS en een veel lagere benutting (<25%) van het decentrale potentieel.

Het resultaat is dat de finale energievraag in 2030, inclusief de finale elektriciteitsvraag, in scenario A veel lager uitvalt dan in scenario B (zie **Figuur 7** en **Tabel 7**) en dat de primaire brandstofmix van de elektriciteitsproductie in 2030 enkele opvallende verschillen vertoont (zie **Figuur 8** en **Tabel 8**). Zo is het aandeel zon-PV in de elektriciteitsopwekking veel hoger in scenario A (8,1%) dan in scenario B (1,8%) terwijl het aandeel kolen (inclusief CCS) daarentegen juist veel lager is in scenario A (24%) dan in scenario B (34%).

De toekomstbeelden ontwikkeld door CE Delft en DNV GL pretenderen ook niet (het meest) 'realistisch' te zijn voor 2030 maar veeleer aan te geven als je *dít* wilt bereiken dan moet je *dát* doen en dan zijn *dát* de consequenties. Gegeven het bestaan van allerlei technische, economische en maatschappelijke barrières – en het feit dat het

¹⁶ Zie Sectie 4.1 voor een nadere beschouwing over de effecten van een toenemend aandeel hernieuwbaar op de betrouwbaarheid van de energievoorziening.

beleid tot 2020-2023 al grotendeels vastligt – kan zelfs in sterke mate worden betwijfeld in hoeverre bepaalde toekomstbeelden realistisch zijn, in het bijzonder voor het jaar 2030, bijvoorbeeld scenario D dat 100% CO₂-reductie in de Nederlandse energievoorziening wil bewerkstelligen in 2030 met een aandeel van 25% hernieuwbare energie of scenario E dat een identieke, ambitieuze klimaatdoelstelling wil bereiken maar dan met een aandeel van 100% hernieuwbaar.

Deze twee toekomstbeelden geven echter mogelijk wel een indicatie van de implicaties van beleidsscenario's die meer 'realistisch' of zelfs 'noodzakelijk' zijn voor het bereiken van hoge, ambitieuze doelstellingen op de langere termijn, bijvoorbeeld een nagenoeg volledig hernieuwbare of CO₂-vrije energievoorziening in 2050. Dit is het aandachtspunt voor de volgende sectie.

2.4 Een doorkijkje tot 2050

In deze sectie wordt een globale verkenning ('doorkijkje') verstrekt van mogelijke ontwikkelingen van de Nederlandse energievoorziening op de langere termijn (tot 2050), uitgaande van een transitie naar een nagenoeg volledig hernieuwbare of CO₂-vrije energiehuishouding in 2050. Het doel van deze sectie is vooral om een beter (kwalitatief) inzicht te krijgen in de robuuste versus onzekere elementen van verwachte ontwikkelingen in de brandstofmix van de Nederlandse energievoorziening, gebaseerd op de belangrijkste bevindingen van enkele bestaande, recente studies. Het gaat in het bijzonder om de volgende vier studies:

- *Naar een schone economie in 2050: routes verkend – Hoe Nederland klimaatneutraal kan worden*, een studie uitgevoerd door PBL en ECN (2011);
- *Energy [r]evolution – A sustainable Netherlands Outlook*, een scenariostudie uitgevoerd door Greenpeace in samenwerking met de European Renewable Energy Council (EREC), de Global Wind Energy Council (GWEC) en enkele onderzoeksinstituten (Greenpeace et al., 2013);
- *Naar een toekomstbestendig energiesysteem voor Nederland*, een gezamenlijke studie van TNO, ECN en het Copernicus Instituut (Weterings et al., 2013);
- *Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030*, uitgevoerd door CE Delft en DNV GL (2014). Hierbij gaan we ervan uit dat enkele scenario's met eindbeelden tot 2030 uit deze studie zo ambitieus en ingrijpend zijn dat ze wellicht een beter beeld geven van mogelijke ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening op de langere termijn (tot 2050).

Naar een schone economie in 2050 (PBL en ECN, 2011)

Uitgangspunt van de studie van PBL en ECN (2011) is een reductie van de broeikasgasemissies van de Nederlandse economie van minimaal 80% in 2050 (t.o.v. 1990). Het rapport verkent vervolgens de verschillende routes naar mogelijke eindbeelden voor het bereiken van deze doelstelling – 'een schone, klimaatneutrale economie' – met behulp van de methode van *backcasting*. De voor deze studie meest relevante bevindingen van het rapport zijn kort samengevat:

- De belangrijkste vier bouwstenen voor de transitie naar een schone economie in Nederland in 2050 zijn: (i) vermindering van de energievraag, (ii) inzet van biomassa, (iii) afvang en opslag van CO₂, en (iv) elektriciteitsproductie zonder CO₂-emissies

(wind, zon, kernenergie) in combinatie met een hoger aandeel elektriciteit in het energiegebruik (elektrificatie).

- Elk van deze bouwstenen is van cruciaal belang, maar er zijn nog onzekerheden over de mogelijkheden van innovatieve technieken, de beschikbaarheid van voorraden en de haalbaarheid van institutionele aanpassingen.
- Het niet inzetten van één van deze bouwstenen zou het uiterste vergen van de andere drie. Gezien de vele onzekerheden rond de maximale inzetbaarheid van elk van de bouwstenen is dat een riskante strategie. Het is daarom robuust om alle vier de bouwstenen in bepaalde mate in te zetten.
- Bio-energie heeft noodzakelijkerwijs een groot aandeel in de schone, klimaatneutrale economie. Zonder de inzet van biomassa is het vrijwel onmogelijk om de CO₂-uitstoot met ongeveer 80% te verminderen.
- CO₂-afvang bij grote industriële installaties en centrales is van groot belang.
- Elektriciteitsproductie uit windmolens, kerncentrales en zonnepanelen is potentieel groot, maar lastiger regelbaar.
- Teneinde het doel van een schone economie in 2050 te bereiken is het van belang om het innovatiebeleid nu al te richten op de nieuwe technische systemen die mogelijk een grote rol spelen in de toekomstige energievoorziening.

De studie van PBL en ECN heeft tevens de robuustheid en het belang van de beschikbaarheid van diverse specifieke technologieën voor het bereiken van een schone economie in 2050 geanalyseerd. De belangrijkste bevindingen van deze analyse zijn samengevat in **Tabel 9**. Uit de analyse blijkt dat geen enkele techniek absoluut onmisbaar is. De studie maakt echter geen absolute, kwantitatieve inschattingen van het belang van de diverse technologieën voor het realiseren van een schone economie in Nederland. Het resultaat van de analyse toont wel het relatieve belang van een techniek voor een toekomstig klimaatneutraal energiesysteem ten opzichte van andere technieken (**Tabel 9**).

Tabel 9: Vergelijking van het belang van de beschikbaarheid van technieken voor een schone economie in 2050

Technologie	Relatief belang	Toelichting
Wind op land	Beperkt	De technologie past prima in het eindbeeld, maar het potentieel voor Nederland is beperkt verondersteld, waardoor het achterwege laten van deze optie met andere technieken kan worden opgevangen.
Wind op zee	Groot	De technologie past prima in het eindbeeld en heeft een groot potentieel. Het achterwege laten van de optie zet veel druk op ofwel import van schone elektriciteit ofwel het sterk vergroten van het aandeel kernenergie.
Zon-PV	Beperkt	De technologie past bij beperkte omvang goed in het eindbeeld. Het heeft echter (meer dan wind) beperkingen bij de aansluiting van vraag en aanbod.
Kernenergie	Groot	De technologie past prima in het eindbeeld en heeft een groot potentieel. Het achterwege laten van de optie kan worden opgevangen met wind- en zonne-energie (aanvullende oplossingen voor vraag-aanbodbalancering zijn dan nodig).
Kolencentrales met meestook biomassa en CCS	Zeer beperkt	Hoewel het een vorm van elektriciteitsproductie is met lage, soms zelfs negatieve emissies, zijn er ook schone alternatieven en op systeemniveau veel varianten waarbij biomassa en CO ₂ -capaciteit beter voor de productie van brandstoffen of groen gas kunnen worden ingezet.

Gascentrales met CCS	Beperkt	Het belang daarvan wordt aanzienlijk groter, als er geen Europees elektriciteitsnetwerk komt met grote uitwisselingscapaciteit. Wel hebben gascentrales een groot belang om flexibele capaciteit te leveren.
Warmte uit geothermie	Beperkt	De technologie past prima in het eindbeeld, maar het potentieel voor Nederland is beperkt, waardoor het achterwege laten van deze optie met andere technieken kan worden opgevangen.
Zonnewarmte	Beperkt	De technologie past goed in het eindbeeld, maar het potentieel voor Nederland is erg beperkt, omdat er vooral aanbod in de zomer is en voor de winter aanvullende technologie nodig is.
Elektrische warmtepompen	Groot	Deze technologie heeft een belangrijk aandeel in de elektrificatie bij de industrie, tuinbouw en in de gebouwde omgeving, waarmee de benutting van schone elektriciteit wordt versterkt.
Elektrische auto's	Groot	Dit type voertuigen kan een belangrijk aandeel hebben in de elektrificatie en daarmee in de rol van schone elektriciteit, mede door flexibiliteit bij het opladen.
Micro-WKK op waterstof	Beperkt	Waterstof kan ook uit elektriciteit worden gemaakt, maar als de waterstof wordt gebruikt om daaruit weer elektriciteit te produceren, dan leidt dit tot veel energieverlies. Het zou alleen van nut zijn als waterstof als opslagmedium fungeert (niet voor de hand liggend) of bij productie uit biomassa.
Micro-WKK op methaangas	Zeër beperkt	Decentrale elektriciteitsopwekking, waarbij aardgas wordt ingezet, levert geen emissievermindering als de centrale elektriciteitsproductie (vrijwel) emissievrij is; lokale toepassingen op biogas kunnen een nuttige aanvulling zijn.
Biomassavergas sing voor brandstoffen (+CCS)	Zeër groot	Productie van biobrandstoffen (groen gas, transportbiobrandstof) is cruciaal voor bronnen met weinig schone alternatieven. Als pluspunt levert biomassaverwerking met afvang van de bij het proces vrijkomende CO ₂ -negatieve emissies.
CCS industriële emissies	Groot	Voor veel processen zijn er geen alternatieven of zijn de alternatieven met grote onzekerheid omgeven.
Waterstofauto's	Groot	Deze voertuigen vormen eventueel een alternatief voor elektrische voertuigen, maar hebben wellicht grotere betekenis als aanvullende optie voor wegverkeer over lange afstanden, zoals ook vrachtverkeer.

Bron: PBL en ECN (2011).

Energy [r]evolution (Greenpeace et al., 2013)

In samenwerking met diverse onderzoeksinstituten hebben Greenpeace et al. een studie uitgevoerd naar de vraag hoe de Nederlandse economie in 2050 – met behoud van economische groei – niet langer hoeft bij te dragen aan de klimaatverandering van de aarde (Greenpeace et al., 2013). De belangrijkste bevindingen van deze studie zijn:

- Door een forse inzet van energiebesparing en hernieuwbare energie nemen de CO₂-emissies van Nederland in 2050 af met 86% ten opzichte van 1990.
- Dankzij de energiebesparing daalt het finale energetische verbruik in Nederland van circa 2100 PJ in het jaar 2000 tot ongeveer 1300 PJ in 2050. Het aandeel hernieuwbaar in dit verbruik stijgt van bijna 4% in 2010 tot ongeveer 30% in 2030 en ruim 70% in 2050. Naast hernieuwbare elektriciteit (transport: 60 PJ, industrie: 121 PJ, overige sectoren: 188 PJ) bestaat het aanbod van duurzame energie in 2050 in het bijzonder uit biomassa (transport: 72 PJ, industrie: 33 PJ, overige sectoren: 65 PJ), districtswarmte (industrie: 52 PJ, overige sectoren: 54 PJ), zon (industrie: 39 PJ, overige sectoren: 65 PJ) en geothermie (industrie: 50 PJ, overige sectoren: 100 PJ).
- In de elektriciteitssector sluiten alle kolencentrales uiterlijk in 2020 en wordt er geen gebruik meer gemaakt van kernenergie (spoedige sluiting van de centrale in Borsele). Het aandeel van gas in de elektriciteitsopwekking daalt van ongeveer 66% in 2010 tot 14% in 2050. Het aandeel van alle fossiele bronnen daalt zelfs van circa

87% in 2010 tot 14% in 2050. Het aandeel waterstof in de elektriciteitsproductie stijgt vanaf het eind van de jaren '20 tot bijna 2% in 2030 en circa 8% in 2050.

- Het aandeel van alle hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsopwekking neemt toe van minder dan 10% in 2010 tot ongeveer 58% in 2030 en 78% in 2050. Het aandeel *variabel* hernieuwbaar (wind, zon-PV en oceaan) stijgt in deze periode van 4% in 2010 tot ongeveer 58% in 2030 en 66% in 2050. In laatstgenoemd jaar bestaat het aandeel van variabel hernieuwbaar voor bijna drie kwart uit wind, iets minder dan een kwart uit zon-PV en de rest (<2%) uit oceaan- of getijde-energie. Het aandeel overig (niet-variabel) hernieuwbaar stijgt van 6% in 2010 naar 8% in 2030 en 12% in 2050, overwegend bestaande uit biomassa en – vanaf 2020-2030 – in beperkte mate uit geothermie (**Tabel 10**).

Tabel 10: Brandstofmix van de elektriciteitsproductie in Nederland, 2010-2050 (in %)

	2010	2020	2030	2040	2050
Wind	3,4	31,3	37,5	42,1	48,6
Zon-PV	0,1	5,2	12,0	16,3	16,4
Oceaan	0,0	0,0	0,1	0,2	1,1
<i>Totaal variabel hernieuwbaar</i>	<i>3,5</i>	<i>36,5</i>	<i>49,6</i>	<i>58,6</i>	<i>66,0</i>
Biomassa	6,0	6,9	7,1	7,2	8,7
Geothermie	0,0	0,4	1,0	2,2	3,4
<i>Totaal hernieuwbaar</i>	<i>9,5</i>	<i>43,9</i>	<i>57,7</i>	<i>68,0</i>	<i>78,2</i>
Kolen	20,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Gas	65,6	55,4	40,3	26,5	13,6
Olie	1,1	0,7	0,1	0,0	0,0
<i>Totaal fossiel</i>	<i>87,1</i>	<i>56,1</i>	<i>40,4</i>	<i>26,5</i>	<i>13,6</i>
Kernenergie	3,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Waterstof	0,0	0,0	1,9	5,5	8,2
<i>Totaal (alle bronnen, in %)</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>	<i>100,0</i>
Totale elektriciteitsproductie (in TWh)	118	125	141	166	184

Bron: Greenpeace et al. (2013).

Naar een toekomstbestendig energiesysteem voor Nederland (Weterings et al., 2013)

In de studie van Weterings et al. (2013) wordt, onder andere, een review uitgevoerd van een groot aantal (20) toekomstscenario's van het Nederlandse energiesysteem die in de jaren 2006-2011 zijn gepubliceerd. Deze scenario's verschillen onderling sterk in (impliciete) aannames, aanpak en toepassing. Deze verschillen zorgen er voor dat de resultaten van de scenario's sterk uiteenlopen in hun projecties van het energieverbruik, het energieaanbod en de verwachte uitstoot van broeikasgasemissies in de periode 2020-2050. Deze variatie in methodiek en uitkomsten maakt het identificeren van robuuste ontwikkelingen en transitiepaden in de Nederlandse energievoorziening een lastige opgave.

Naast een grote variatie in het totale energieverbruik en de energievraag per sector is vooral de variatie in de aanbodmix van energiebronnen enorm, in het bijzonder het aandeel conventionele bronnen (fossiel en kernenergie) ten opzichte van het aandeel hernieuwbare bronnen (Weterings et al., 2013). Zo varieert bijvoorbeeld het aandeel

hernieuwbare energie in de CO₂-reductiescenario's tot 2050 van 16% tot 83%, afhankelijk van aannames met betrekking tot de inzet van CCS, kernenergie, etc.¹⁷

Ook in de samenstelling van het conventionele aanbod is veel variatie te vinden. In bijna alle transitie scenario's neemt het verbruik van kolen, olie en gas af. De mate waarin het verbruik van gas afneemt varieert tussen de 30 en 80% vergeleken met het verbruik in 2010. Het verbruik van olie en kolen wordt in sommige transitie scenario's zelfs gemarginaliseerd, wat betreft olie tot 20% van het verbruik in 2020 terwijl het verbruik van kolen totaal wordt uitgefaseerd. Ook kernenergie wordt in veel scenario's uitgefaseerd, maar in twee transitie scenario's groeit het aandeel kernenergie flink en vervult het een belangrijke rol in het transitietraject (Weterings et al., 2013).

Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030 (CE Delft en DNV GL, 2014)

Zoals besproken in Sectie 2.3 hebben CE Delft en DNV GL een aantal scenario's ontwikkeld voor de Nederlandse energievoorziening tot 2030. De eindbeelden van deze scenario's zijn echter in sommige gevallen zo ambitieus of ingrijpend dat betwijfeld mag worden in hoeverre deze scenario's realistisch zijn voor het jaar 2030. Dat geldt in het bijzonder voor de scenario's D en E. Mogelijk verschaffen zij echter wel een indicatie van de implicaties van het bewerkstelligen van hoge, ambitieuze doelstellingen voor de energievoorziening op de langere termijn, bijvoorbeeld de implicaties voor de brandstofmix van een nagenoeg volledig hernieuwbare of CO₂-vrije energievoorziening in 2050.

Scenario D wordt gekenmerkt door een CO₂-reductie van 100% in 2030 en een aandeel hernieuwbare energie van 25%. Deze kenmerken worden vooral bereikt door een extreem forse inzet van zowel energiebesparing, kernenergie en CCS.

Scenario E wordt eveneens gekenmerkt door een CO₂-reductie van 100% in 2030 maar daarnaast door een aandeel hernieuwbare energie van ook 100%. Deze kenmerken worden in het bijzonder bewerkstelligd door een hoge inzet van biomassa, zon-PV en andere, decentrale bronnen – inclusief verzwaring van lokale elektriciteitsnetten, veel lokale opslag en seizoensopslag – alsmede door een extreme brandstofwissel in de transportsector (van aardolieproducten naar waterstof en elektrische vervoer).

Figuur 7 presenteert de brandstofmix van het (relatief lage) finale energieverbruik in 2030 in de scenario's D en E (Sectie 2.3). De figuur laat zien dat de brandstofmix in scenario D voor 75% bestaat uit conventionele bronnen (vooral aardgas en kolen) en voor 25% uit hernieuwbare bronnen (waarvan ongeveer twee-derde bestaat uit biomassa en de rest uit variabele bronnen als zon en wind). In scenario E daarentegen bestaat het totale energieverbruik louter uit hernieuwbare bronnen (met een vergelijkbare verdeling tussen biomassa en zon/wind).

Tabel 7 (Sectie 2.3) verstrekt een overzicht van de opbouw van de finale elektriciteitsvraag in 2030 in, onder andere, de scenario's D en E. Hoewel de functionele ('gelijke comfort') vraag naar elektriciteit – na besparing – identiek is in beide scenario's (253 PJ in 2030), is de finale vraag hoger in scenario E (571 PJ) dan in scenario D (506 PJ). Dit komt vooral doordat in scenario E de extra groei van de vraag naar elektriciteit

¹⁷ De review van Weterings et al. (2013) bevat ook enkele scenariostudies waarin de CO₂-emissies stijgen na 2020, maar deze studies zijn hier buiten beschouwing gelaten.

door substitutie van motorbrandstoffen in de transport sector (elektrisch vervoer) alsmede door de productie van waterstof voor transport en bijmenging in aard/groen gas (H₂ vervoer en mixgas) hoger is dan in scenario D (zij het dat in dat in scenario E de vraag naar elektriciteit door substitutie van aardgas voor zowel hoge als lage temperatuurwarmte lager is – hoewel in geringe mate – dan in scenario D).

Figuur 8 en **Tabel 8** tenslotte geven een beeld van de implicaties van scenario's D en E voor de primaire brandstofmix van de elektriciteitsproductie in 2030. In scenario D is het aandeel van kolen (31%), aardgas (26%) en kernenergie (15%) relatief hoog, terwijl het aandeel voor hernieuwbaar relatief laag is, i.e. 14% voor biomassa, 11% voor wind en slechts 2% voor zon. In scenario E daarentegen is het aandeel voor de conventionele bronnen (kolen aardgas, kernenergie) nul procent en voor de hernieuwbare bronnen 100%, bestaande uit 38% zon, 34% biomassa, 23% wind en 5% waterstof.

De bespreking van bovenstaande studies laat zien dat de variatie in uitkomsten van de scenario's voor de Nederlandse energievoorziening tot 2050 – in het bijzonder van de brandstofmix – groot is. Het is derhalve lastig te zeggen welke ontwikkelingen in deze voorziening 'robuust' dan wel 'onzeker' zijn. Gebaseerd op de bevindingen in bovenstaande Secties 2.2, 2.3 en 2.4 verschaft de onderstaande Sectie 2.5 echter een samenvatting van de belangrijkste, mogelijke ontwikkelingen in de brandstofmix van de Nederlandse energievoorziening tot 2050, gedifferentieerd naar enkele sub-perioden, waarbij een ruw onderscheid wordt gemaakt welke ontwikkelingen min of meer 'robuust' dan wel 'onzeker' zijn.

2.5 Samenvatting

In de afgelopen 15 jaar (2000-2015) hebben zich enkele ingrijpende veranderingen en markante ontwikkelingen voorgedaan in de Nederlandse energievoorziening. Naar verwachting zullen deze veranderingen en ontwikkelingen zich in de komende 35 jaar (2015-2050) gestaag – en mogelijk zelfs versneld – voortzetten. Naast enkele 'robuuste' elementen zijn er echter ook onzekerheden met betrekking tot de toekomstige veranderingen en ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening, zowel wat betreft de achterliggende, drijvende krachten van die veranderingen en ontwikkelingen als wat betreft die veranderingen en ontwikkelingen zelf.

Drijvende krachten: robuuste versus onzekere elementen

Wat betreft de drijvende krachten, zoals onderscheiden in het begin van dit hoofdstuk, zijn kort samengevat de belangrijkste robuuste versus onzekere elementen:

- *Techniek.* Voor de toekomstige energievoorziening in Nederland bestaat een enorme variëteit aan potentiële technologieën, waarvan een groot deel inmiddels is ingevoerd in het bestaande systeem en grotendeels is uitontwikkeld. Veel van deze 'conventionele' technologieën zullen ook in de komende decennia nog een belangrijke rol spelen in de energievoorziening, maar hoe groot die rol zal zijn is onzeker. Daarnaast zijn er veel hernieuwbare-energietechnologieën nog in verschillende stadia van onderzoek en ontwikkeling zoals de tweede en derde generatie biobrandstoffen, waterstof, allerlei vormen van energieopslag, etc. Voor deze technologieën geldt in nog sterkere mate dat hun rol – en mogelijke

‘doorbraak’ – in de toekomstige energievoorziening van Nederland onzeker is, mede afhankelijk van de ontwikkelingen op het krachtenveld van economie en beleid (zie hieronder). Daarnaast is maatschappelijke acceptatie een belangrijke, maar onzekere factor voor de toekomstige rol van innovatieve technologieën.

- *Economie.* De Nederlandse economie zal naar verwachting in de komende decennia verder groeien maar het tempo en de richting van die groei is onzeker (zij het dat het belang van de dienstensector waarschijnlijk nog belangrijker zal worden). Voor de energievoorziening in Nederland en de brandstofmix in het bijzonder schuilen de belangrijkste economische onzekerheden in de relatieve prijs- en kostenontwikkelingen van de belangrijkste energiedragers en –technologieën. Voor de korte termijn (2020) geldt dit al voor de prijzen van fossiele brandstoffen: wat zal de (relatieve) prijsontwikkeling zijn voor kolen, gas en olie in de komende jaren, zowel inclusief als exclusief de prijs voor CO₂-emissies? Deze laatste prijs is heel onzeker, maar mede bepalend voor de ontwikkeling van hernieuwbare-energie technologieën en andere CO₂-besparende opties en zelfs doorslaggevend voor innovatieve technologieën als CCS. Voor de middellange en lange termijn (2030-2050) is de prijsontwikkeling voor fossiele energiedragers en CO₂-emissies nog meer onzeker dan voor de korte termijn. Voor de middellange en lange termijn is tevens de (relatieve) kostenontwikkeling van hernieuwbare-energie technologieën van groot belang voor de inzet en rol van deze technologieën in de Nederlandse brandstofmix, maar ook tamelijk onzeker – in het bijzonder hoe sterk de leereffecten (kostendalingen) van deze technologieën zullen zijn. Daarnaast hangt de rol van deze duurzame technologieën mede af van de mate waarin deze technologieën al dan niet worden gestimuleerd door het gevoerde beleid op nationaal en EU niveau (zie hieronder).
- *Beleid.* Op de korte termijn (2020/2023) ligt het Nederlandse energie- en klimaatbeleid, inclusief het SER Energieakkoord, grotendeels vast, al zullen er waarschijnlijk nog diverse beleidsaanpassingen en mogelijke –intensiveringen plaatsvinden om de doelstellingen van het Energieakkoord in 2023 te bewerkstelligen. Voor de middellange termijn (2030) zijn recentelijk op EU niveau afspraken gemaakt voor de intensivering van het energie- en klimaatbeleid, bijvoorbeeld 40% CO₂-reductie in 2030 ten opzichte van 1990, maar wat de implicaties hiervan zijn voor het Nederlandse beleid is op dit moment nog onzeker en verkeert in het eerste stadium van de beleidsvoorbereiding. Voor de lange termijn (2050) lijkt de geaccepteerde EU klimaatdoelstelling van minimaal 85% CO₂-reductie in 2050 ten opzichte van 1990 vrij robuust te zijn, zowel op EU als nationaal (NL) niveau, maar ook hiervoor geldt dat de implicaties voor het Nederlandse (en EU) beleid nog onzeker zijn.

Veranderingen en ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening: robuuste versus onzekere elementen

Wat betreft de veranderingen en ontwikkelingen in de Nederlandse energievoorziening, zoals aangeduid in het begin van dit hoofdstuk, zijn de belangrijkste robuuste versus onzekere elementen:

- *Meer hernieuwbare energie.* Gegeven (de robuustheid van) het Nederlandse en EU energie- en klimaatbeleid, in het bijzonder de geaccepteerde CO₂-reductiedoelstellingen op de korte, middellange en lange termijn, zal het aandeel hernieuwbaar in de Nederlandse energievoorziening naar verwachting in de komende decennia fors toenemen. In de elektriciteitssector zal vooral het aandeel

variabele, hernieuwbare bronnen – i.e. zon en wind – krachtig groeien, ervan uitgaande dat (schaars beschikbare) biomassa vooral ingezet gaat worden in de overige energiesectoren en andere delen van de economie (bijvoorbeeld de chemie; zie Hoofdstuk 5). Daarmee zal ook de behoefte aan *meer flexibiliteit* van het elektriciteitssysteem – en van de energievoorziening als geheel – groter worden. Hoe groot het aandeel van hernieuwbaar en, in het bijzonder, van de afzonderlijke hernieuwbare-energie technologieën in de totale energievoorziening en de afzonderlijke sectoren (elektriciteit, gas, warmte, transport) exact – of zelfs bij benadering – zal worden, is echter onzeker, afhankelijk van de bovengenoemde, drijvende krachten, i.e. techniek, economie en beleid (zie tevens hieronder voor een nadere beschouwing van de robuuste versus onzekere elementen in de ontwikkeling van de Nederlandse brandstofmix tot 2050).

- *Meer decentrale energievoorziening.* Zoals uiteengezet in het begin van dit hoofdstuk zal door het toenemend aandeel hernieuwbaar en de toenemende beschikbaarheid van decentrale energieproductietechnologieën – zoals zon PV, warmtepompen, bio-installaties, e.d. – elektriciteit, warmte en biogas steeds meer decentraal worden voortgebracht door lokale, kleinschalige producenten die hun opbrengsten – afhankelijk van lokale, momentane vraag- en aanbodverhoudingen – aanwenden voor eigen gebruik, deels afzetten op het net of deels aanvullen met additioneel aanbod van het net. Daarnaast zal door de toenemende beschikbaarheid van slimme meters en netwerken de mogelijkheden worden verruimd voor een betere efficiency, monitoring, balancering, flexibilisering en integratie van een meer decentrale, lokale energievoorziening. Hierdoor zullen de traditionele rollen veranderen van zowel de eindverbruikers van energie – van passieve afnemers naar actieve ‘prosumers’ – als van de aanbieders (producenten, leveranciers en netbeheerders), i.e. van ‘asset owners’ en exclusieve aanbieders van gas/elektriciteit naar ‘facilitators’ en leveranciers van energiediensten. Deze veranderingen en ontwikkelingen lijken tamelijk robuust, al zijn de mate waarin en de snelheid waarmee deze veranderingen en ontwikkelingen zich zullen gaan voordien onzeker.
- *Meer elektrificatie.* Als gevolg van een afnemende warmtevraag door energiebesparing (i.e. minder vraag naar gas), een groter aandeel van elektrische warmtepompen voor warmtelevering en de verwachte groei in marktpenetratie van elektrische auto’s zal de rol van elektriciteit in de energievoorziening steeds groter en belangrijker worden. De toenemende elektrificatie zal – bij een stijgend aandeel zon/wind in de elektriciteitsopwekking – de behoefte aan *meer flexibiliteit* van het energiesysteem verder versterken. De mate waarin het proces van elektrificatie zich zal voordoen op de middellange en lange termijn is echter onzeker, afhankelijk van de (onzekere) ontwikkeling in het gebruik van elektrische warmtepompen en elektrische auto’s. Zo verwacht de NEV 2014 slechts een bescheiden groei in de mate van elektrificatie (van 17% in 2012 naar ongeveer 18% in 2030), terwijl in de energiescenario’s ontwikkeld door CE Delft en DNV GL het percentage elektrificatie in 2030 varieert van circa 26 tot 50% (zie Secties 2.2 en 2.3).¹⁸
- *Meer integratie en complexiteit van het energiesysteem.* Door de ontwikkeling van diverse, nieuwe energieconversie/opslagsystemen (P2G, P2H, etc.) zullen energiedragers onderling meer uitgewisseld worden en de afzonderlijke energiesystemen (elektriciteit, gas, warmte) onderling meer verweven worden, in het bijzonder in de industrie en nieuwe woonwijken. Hierdoor zal niet alleen de

¹⁸ Benadrukt zij opnieuw dat de benaderingen van de NEV 2014 en van de scenario-ontwikkeling door CE Delft en DNV GL gebaseerd zijn op geheel verschillende methoden en aannames (Sectie 2.3).

integratie maar ook de complexiteit van het energiesysteem als geheel toenemen. Ook hier geldt echter dat de mate en het tempo waarin deze ontwikkelingen zich zullen voordoen onzeker zijn.

- *Meer Europese integratie.* Het toekomstige energie- en klimaatbeleid van Nederland en de overige EU lidstaten zal naar verwachting in versterkte mate Europees worden bepaald. Daarnaast zal door een verdergaand proces van marktkoppelingen, investeringen in interconnecties, e.d. een voortschrijdende technische en economische integratie van energiesystemen en –markten (gas, elektriciteit) tussen de EU lidstaten plaatsvinden. Hierdoor zal de toekomstige energievoorziening in Nederland nog meer afhankelijk worden van de Europese beleids- en marktintegratie. Ook hier geldt echter dat de mate en het tempo waarin deze ontwikkelingen zich zullen voordoen onzeker zijn.

Ontwikkelingen in de Nederlandse brandstofmix tot 2050: robuuste versus onzekere elementen

Tabel 11 geeft een overzicht van de belangrijkste robuuste en onzekere elementen in de ontwikkeling van de brandstofmix in Nederland tot 2050. Over het algemeen nemen de onzekerheden, in de loop van de tijd toe. Dit geldt in het bijzonder voor de aannames ten aanzien van de CO₂-prijs, de kostenontwikkeling van hernieuwbare energie (zon, wind) en de relatieve prijsverhouding voor fossiele brandstoffen (kolen/gas). Ook de onzekerheden over het energie- en klimaatbeleid nemen doorgaans in de tijd toe, zij het dat de EU klimaatdoelstelling van 85% CO₂-reductie in 2050, ten opzichte van 1990, redelijk robuust lijkt terwijl de nadere invulling nog onzeker is.

Aangezien het Nederlandse energie- en klimaatbeleid, inclusief het SER Energieakkoord, tot 2020/2023 redelijk vast ligt, zijn ook de verwachte ontwikkelingen in de Nederlandse brandstofmix tot die tijd redelijk robuust. Volgens de Nationale Energieverkenning (NEV) 2014 stijgt het aandeel hernieuwbaar in het finale energieverbruik van 4% in 2010 naar 11-12% in 2020 en 12-15% in 2023. Voor het aandeel hernieuwbaar in het finale elektriciteitsverbruik liggen deze percentages aanzienlijk hoger, i.e. 27% in 2020 (zon/wind: 20%) en 33% in 2023 (zon/wind: 27%).

In de periode tot 2030 nemen de onzekerheden toe. Op basis van het vaststaand beleidsscenario verwacht de NEV 2014 een aandeel duurzaam in het finale energieverbruik van circa 20% en in de elektriciteitsopwekking van 51% (zon/wind: 46%). In de alternatieve scenario's van CE Delft en DNV GL (2014) – die gebaseerd zijn op geheel andere methoden en aannames – varieert het aandeel hernieuwbaar in de totale energievoorziening van 25% tot 100% en in de elektriciteitsproductie van 28% tot 100% (zon/wind: 14-61%; **Tabel 11**).

Tot 2050 worden de onzekerheden ten aanzien van de kosten- en prijsontwikkelingen voor hernieuwbaar en fossiel nog veel groter. Echter, vanwege de aanname dat de stringente EU klimaatdoelstelling voor dat jaar zal worden gehaald (>85%) zijn de beleidskeuzes ten aanzien van de mitigatieopties in 2050 beperkt. Nagenoeg alle beschikbare reductieopties en –potentiëlen in de betreffende sectoren moeten worden ingezet. Voor de elektriciteitssector wordt derhalve doorgaans tot 2050 een verder stijgend aandeel (variabel) hernieuwbaar verwacht. Het geschatte aandeel zon en wind – en zelfs de orde van grootte – is echter onzeker, afhankelijk van aannames over de beschikbaarheid van CCS, biomassa en (meer) kernenergie.

Tabel 11: Robuuste versus onzekere elementen in de ontwikkeling van de brandstofmix in Nederland tot 2050

	Tot 2020/2023	Tot 2030	Tot 2050
Robuuste elementen	NL en EU beleidsdoelen liggen grotendeels vast: ➤ HE: 14% (2023: 16%) ➤ CO ₂ : EU-ETS: -20% ➤ CO ₂ : non-ETS: -16% Fossiel (gas) daalt; HE (wind) stijgt;	EU klimaatbeleid ligt vast (-40%, t.o.v. 1990), maar is nog niet vertaald naar nationale non-ETS doelen; (Nog) Geen nationaal HE doel;	NL heeft EU klimaatdoel geaccepteerd: -80-95% t.o.v. 1990; om dit doel te bereiken zijn nagenoeg alle beschikbare mitigatieopties vereist;
Belangrijkste onzekerheden en aannames	Kostenontwikkeling HE; Relatieve prijsontwikkeling fossiel (kolen/gas); CO ₂ -prijs (waarschijnlijk laag: <15 €/t);	Grotere onzekerheid: Kostenontwikkeling HE; Relatieve prijsontwikkeling fossiel (kolen/gas); CO ₂ -prijs: 5-25 €/t; Nog geen aanvullend beleid om NL non-ETS klimaatdoel te halen; (Nog) Geen nationaal HE doel;	Zeer grote onzekerheid: Kostenontwikkeling HE; Relatieve prijsontwikkeling fossiel (kolen/gas); CO ₂ -prijs: ?; Nog geen aanvullend beleid om NL non-ETS klimaatdoel te halen; (Nog) Geen nationaal HE doel;
Verwacht aandeel in de brandstofmix (in % van het totaal)	NEV 2014: HE: 11-12% (2023: 13-15%) HE-El: 27% (2023: 33%) HE-Elvar: 20% (2023: 27%) El-Fossiel: 70% (2023: 63%) El-Gas: 38% (2023: 33%) El-Kern: 4% (2023: 3%)	NEV 2014 (CE/DNV GL):^{###} HE: 20% (25-100%) HE-El: 51% (28-100%) HE-Elvar: 46% (14-61%) El-Fossiel: 46% (0-62%) El-Gas: 25% (0-32%) El-Kern: 3% (0-16%)	Greenpeace et al. (2013): HE: 70% HE-El: 78% HE-Elvar: 58% El-Fossiel: 14% El-Gas: 14% El-kern: 0%

Noot: HE = hernieuwbare energie; HE-El = hernieuwbare elektriciteit; HE-Elvar = variabele, hernieuwbare elektriciteit (zon/wind); El-Gas = Elektriciteit opgewekt uit gas; NEV = Nationale Energieverkenning. ^{###}: Range van percentages tussen haakjes zijn ontleend aan de vijf alternatieve energiescenario's voor Nederland tot 2030 ontwikkeld door CE Delft en DNV GL (2014).

Bron: ECN et al. (2014), CE Delft en DNV GL (2014), Greenpeace et al. (2013).

3

De relatie tussen inpassing van hernieuwbare energie, flexibiliteit en conventioneel opwekkingsvermogen

De ontwikkelingen in het energiesysteem, waaronder de toenemende integratie van hernieuwbare energie, zorgen voor een transitie die effect heeft op alle niveaus en actoren binnen het energiesysteem. Zoals in het voorgaande hoofdstuk is beschreven, stijgt het aandeel zon en wind in de Nederlandse elektriciteitsvoorziening. Dit leidt tot een toenemende flexibiliteitsbehoefte in het elektriciteitssysteem. De focus van dit hoofdstuk ligt op de effecten van deze toenemende flexibiliteitsbehoefte op het huidige elektriciteitssysteem, in het bijzonder op de productie- of aanbodzijde van dit systeem.

De verschillende flexibiliteitsopties die oplossingen kunnen bieden zijn meer dan alleen technische opties. Het gehele energiesysteem is in transitie. In die context bestaat er een complexe wisselwerking tussen de integratie van hernieuwbare energie en toenemende flexibiliteitsbehoefte enerzijds en veranderende marktdynamiek in de context van die transitie anderzijds. De oplossingsrichtingen voor flexibiliteit moeten daarom ook in de context van de hele energietransitie worden gezien, waarbij sprake is van andere gedragwijzen, nieuwe actoren, veranderende business modellen, (Europese) marktontwikkelingen, keteninnovaties, etc. Hoe verder in de toekomst wordt gekeken, hoe meer het hele systeem in beweging komt. Hoofdstuk 3 volgt daarom de volgende opbouw:

- *Sectie 3.1* beschrijft hoe een stijgend aandeel hernieuwbare energie in het elektriciteitssysteem de behoefte aan flexibiliteit vergroot.
- *Sectie 3.2* schetst het palet aan opties voor het creëren van flexibiliteit vanuit het gehele energiesysteem. Hierbij komen de mogelijke opties aan bod voor korte, middellange en lange termijn flexibiliteit. Ook zal gekeken worden naar de relevantie van flexibiliteit op centraal versus decentraal niveau.

- *Sectie 3.3* zoomt in op de flexibiliteitsopties aan de aanbodkant van de energievoorziening aan de hand van bestaande modellen en analyses. Hierbij wordt gekeken hoe met name het (bestaande) conventionele productiepark kan worden ingezet in de flexibiliteitsvoorziening.
- *Sectie 3.4* geeft vervolgens een overzicht van de belangrijkste factoren en ontwikkelingen in de energietransitie en hoe deze de vraag naar en/of het aanbod van flexibiliteit beïnvloeden.
- *Sectie 3.5* geeft een samenvatting van de belangrijkste bevindingen van dit hoofdstuk.

3.1 Flexibiliteit en de inpassing van hernieuwbare energie

Hoofdstuk 2 geeft een overzicht van een aantal scenario's die de mogelijke ontwikkelingen van het Nederlandse energiesysteem beschrijven. In deze scenario's neemt het aandeel hernieuwbare energie in een verschillend tempo toe en varieert het sterk wat betreft samenstelling (zon, wind, biomassa). Als gevolg van een toenemende elektrificatie van de energievoorziening beschrijven enkele scenario's ook een groeiend aandeel elektriciteit in de energiemix.

Een toenemend aandeel hernieuwbare energie vergroot de behoefte aan flexibiliteit in het systeem. Een groot deel van het stijgende aandeel hernieuwbare elektriciteitsproductie is namelijk afkomstig uit 'intermitterende' bronnen zoals zon en wind.¹⁹ De inpassing van deze variabele elektriciteitsproductie vergroot de variatie in de resterende vraag over het jaar heen.²⁰

In **Figuur 9** is dit geïllustreerd voor Duitsland; de rol van basislast in de productiemix wordt beperkter naarmate het aandeel hernieuwbare energie toeneemt. Er is hierbij zowel sprake van een toename in de variatie over het jaar, als ook in de variatie op kortere tijdschalen en daarmee op de operationele variabiliteit van conventionele centrales. De behoefte aan balancering op korte tijdschaal neemt daardoor ook toe (*balancing impacts*; Sijm, 2014).

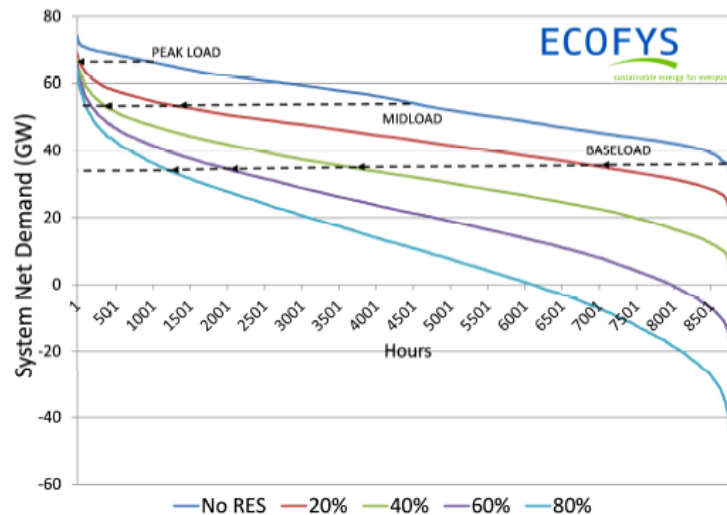
Deze vergrootte behoefte aan flexibiliteit heeft een aantal relevante dimensies:

- *Tijd*: korte termijn, middellange termijn, lange termijn;
- *Richting*: positieve (opregelbaar) en negatieve flexibiliteit (afregelbaar);
- *Schaal*: centraal versus decentraal niveau.

¹⁹ Met 'intermitterende' bronnen wordt bedoeld dat de productie uit deze bronnen van moment tot moment varieert waarbij dit slechts in beperkte mate te sturen is in tegenstelling tot zogenaamde 'dispatchable' opwekkingsinstallaties (kolen, gas, kernenergie) waarvan de productie controleerbaar en daarmee, tot op zekere hoogte, vast en zeker is. Daarnaast is de productie uit hernieuwbare bronnen in bepaalde mate onzeker. Hiermee wordt bedoeld dat er een – meestal klein, maar soms groter - verschil verwacht moet worden tussen de daadwerkelijke productie en de voorspelde productie omdat de windkracht of zonnestraling hoger of lager uitvalt dan verwacht.

²⁰ De *resterende vraag* is de elektriciteitsvraag die moet worden opgevangen met 'conventionele' centrales. De resultante vraag is dus de totale vraag min het aanbod door (variabele) hernieuwbare elektriciteitsproductie.

Figuur 9: Effect van een stijgend aandeel hernieuwbaar op de resterende vraag naar elektriciteit



Noot: Bij een toename van het aandeel variabele hernieuwbare energie neemt de benodigde basislast voor het voorzien in de resterende vraag sterk af. De figuur beschrijft karakteristieken van het elektriciteitsnet in Duitsland.

Bron: Ecofys (2014a).

Deze dimensies worden hieronder toegelicht. Dit onderscheid zal ook terugkomen in Sectie 3.4 waar het palet aan ontwikkelingen wordt besproken met een effect op vraag en aanbod van flexibiliteit.

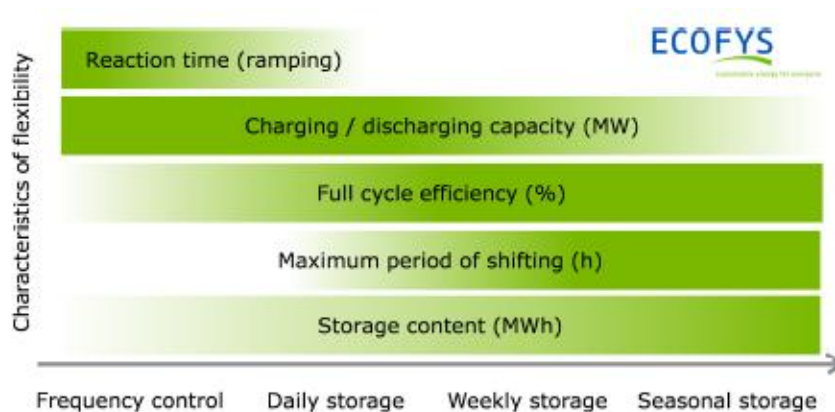
Flexibiliteit over verschillende tijdsperioden

Om de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te garanderen is het noodzakelijk om op elk moment in de tijd vraag en aanbod op elkaar af te stemmen. De variabiliteit in aanbod van zonne- en windenergie ontstaat door verschillen als gevolg van dag en nacht, weers- en seizoenspatronen. Dit vraagt om balancering op korte termijn (<1 uur), maar ook afstemming op middellange termijn (*spot markets*) en lange termijn (b.v. seizoensfluctuaties). Voor de verschillende opties die flexibiliteit aan het systeem kunnen bieden is dit onderscheid van belang omdat niet elke optie relevant of geschikt is voor iedere tijdsdimensie. In **Figuur 10** wordt de relevantie van bepaalde systeemkarakteristieken voor verschillende tijdsperioden geïllustreerd voor energieopslag. Zo is het voor de korte termijn vooral van belang dat de optie een korte reactietijd heeft (*ramping rate*), terwijl voor de langere termijn met name de efficiëntie en capaciteit van belang is.

Positieve en negatieve flexibiliteit

Ook kan een onderscheid worden gemaakt naar de mate waarin positieve en negatieve flexibiliteit wordt gevraagd en kan worden geboden. Positieve flexibiliteit houdt in dat de maatregel kan voorzien in een toename in elektriciteitsproductie, bijvoorbeeld in geval van een afname van de hernieuwbare energieproductie. Negatieve flexibiliteit houdt in dat de maatregel kan voorzien in een afname van de elektriciteitsproductie bij een overschot aan hernieuwbare energieproductie.

Figuur 10: Relevantie van systeemkarakteristieken van energieopslag voor flexibiliteitsvoorziening op verschillende tijdschalen



Bron: Ecofys (2014a).

Flexibiliteit op centraal en decentraal niveau

Hernieuwbare elektriciteitsproductie vindt zowel centraal (bijvoorbeeld windparken op zee) als decentraal (bijvoorbeeld PV systemen op woningen) plaats. De inpassing hiervan heeft ook verschillende effecten op decentraal niveau en op centraal niveau. Zo zijn de effecten op centraal niveau met name gericht op het garanderen van de systeembalans, zoals de inzet van gascentrales bij een lage productie van een windpark op zee. Decentrale effecten zullen meer te maken hebben met de netbelasting, zoals het ontstaan van lokale overbelasting (*congestion*) bij een hoge inzet van PV in één bepaalde wijk of straat (zie ook Sectie 4.1).

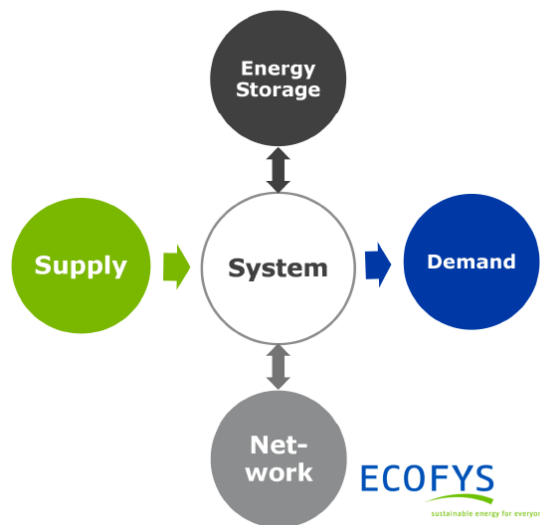
3.2 Overzicht van flexibiliteitsopties

Flexibiliteit in het energiesysteem kan worden geboden door het gebruik van verschillende opties en toepassingen. Deze opties kunnen worden onderverdeeld in de categorieën *aanbod*, *vraag*, *energieopslag*, *netwerken* en *operationele systemen* (**Figuur 11**). Elk van deze categorieën wordt hieronder eerst kort besproken. Vervolgens schetsen we de relevantie van de verschillende opties voor de dimensies die hierboven beschreven zijn (tijd, richting, schaal).

Beschrijving van flexibiliteitscategorieën

De studie *Flexibility options in electricity systems* van Ecofys (2014a) beschrijft de verschillende categorieën in flexibiliteitsopties, die in **Tabel 12** worden beschreven op basis van de dimensies *werkwijze*, *impact*, *voorbeelden* en *knelpunten*.

Figuur 11: Verschillende categorieën van flexibiliteitsopties



Bron: Ecofys (2014a).

Tabel 12: Beschrijving van flexibiliteitscategorieën

Aanbod
<ul style="list-style-type: none">• <i>Werkwijze:</i> Opgesteld vermogen kan op- en afgeschakeld worden naar gelang er meer of minder capaciteit nodig is. De mogelijkheden hiertoe worden beperkt door de technische parameters van de desbetreffende installatie (zoals minimale en maximale vermogen, reactietijden bij <i>ramping</i> en opstarttijden bij een koude start). Nieuwe installaties bieden veelal meer mogelijkheden voor flexibiliteit dan bestaande centrales.• <i>Impact:</i> Conventionele centrales bieden positieve flexibiliteit door het opschakelen van opgesteld vermogen. Als er reeds capaciteit ingezet wordt, kan dit worden afgeschakeld om negatieve flexibiliteit te bieden.• Voorbeelden:<ul style="list-style-type: none">- Flexibele conventionele centrales; met name gascentrales zijn bruikbaar voor het bieden van flexibele capaciteit, maar ook de van oorsprong basislastcentrales kunnen flexibeler worden ingericht (retrofitting).- Flexibele biogascentrales (in combinatie met biogasproductie en opslag).- Warmtekrachtkoppeling (WKK) met warmteopslag (een deel van de huidige WKK capaciteit kan niet worden afgeschakeld door verplichtingen met betrekking tot warmtelevering; warmteopslag biedt mogelijkheden om WKK's flexibeler in te zetten).- Kerncentrales met lagere minimum load (20–40% i.p.v. 50–60%).- Inperking of aftopping van hernieuwbare energieproductie (<i>curtailing</i>).- Tijdelijk uitschakelen van <i>carbon capture and storage</i> (CCS) eenheden (lange termijn optie); wanneer een centrale wordt uitgebreid met een CCS eenheid zal deze eenheid een deel van het vermogen van de centrale gebruiken, bij urgente vraag naar additionele capaciteit zou een CCS eenheid tijdelijk uitgeschakeld kunnen worden.• Knelpunten:<ul style="list-style-type: none">- De lage capaciteitsfactor van de flexibele (conventionele) centrales hebben invloed op de rentabiliteit van de daarmee samenhangende investeringen en daarmee het volume van dergelijke investeringen.

- Capaciteitsoverschot en lage elektriciteitsprijzen beperken investeringen in flexibele centrales. Beperking van hernieuwbare energieproductie (*curtailing*) kan resulteren in publieke oppositie als gevolg van het verspillen van gratis energie'.

Vraag

- *Werkwijze:* Actief verhogen of verlagen van de elektriciteitsvraag.
- *Impact:* Bieden positieve (verlagen van vraag) en negatieve flexibiliteit (verhogen van vraag) binnen bepaalde grenzen die afhangen van de specifieke toepassingen.
- Voorbeelden:
 - Vraagsturing in de industriesector; veelal op basis van individuele contracten.
 - Vraagsturing in de dienstensector en huishoudens; aggregatie en infrastructuur voor sturing nodig.
 - Vraagsturing bij het laden van elektrische auto's.
 - Power-to-heat: warmteproductie en opslag; bijvoorbeeld met warmtepompen.
 - Power-to-gas: gasproductie en opslag.
- Knelpunten:
 - Benodigde IT infrastructuur voor aansturing.
 - Participatie in energiemarkt noodzakelijk.
 - Sterk afhankelijk van de prijsverschillen en periode van vraagverschuiving.
 - Beperkte rentabiliteit op individueel niveau als gevolg van kleinschaligheid.

Energieopslag

- *Werkwijze:* Opslag van elektriciteit of conversie van elektriciteit op momenten van veel aanbod. Terug-levering op momenten van een hoge vraag.
- *Impact:* Positieve en negatieve flexibiliteit als gevolg van de mogelijkheid van elektriciteitsproductie en elektriciteitsconsumptie.
- *Voorbeelden:* Waterkracht centrales (pumped hydro storage), compressed air energy storage (CAES), vliegwielen, batterijen (evt. in elektrische auto's), power-to-heat, power-to-gas.
- Knelpunten:
 - Efficiëntieverliezen.
 - Hoge investeringskosten.
 - Onzekere beschikbaarheid van elektrische auto's.
 - Scheef belastingregime voor elektriciteit ten opzichte van gas waardoor elektrificatie van de warmtevoorziening afgeremd wordt.
 - Huidige salderingsregeling voor duurzame energie op huishoudniveau biedt geen prikkel voor opslag 'achter de meter'.

Netwerken

- *Werkwijze:* Vergroten van de capaciteit van netwerken voor het vergroten van het geografisch gebied waarin flexibiliteitsvoorziening kan plaatsvinden.
- *Impact:* Mogelijk maken van additionele positieve en negatieve flexibiliteit.
- Voorbeelden:
 - Netwerkverzwaringen.
 - Een dynamische bepaling van de netwerkcapaciteiten door monitoring kan het mogelijk maken om op momenten van piekvermogen additionele transmissiecapaciteit in te zetten.

- Knelpunten:
 - Netverzwaringen (onder andere hoogspanningslijnen) kunnen leiden tot publieke oppositie.
 - Oplopende kosten indien netverzwaringen slechts nodig zijn voor een beperkt aantal momenten van piekvermogen.
 - Onzekerheid over de ontwikkeling van de toekomstige flexibiliteitsvraag, deels als gevolg van de inzet van alternatieve opties, hindert lange termijn investeringen.

Operationele systemen

- *Werkwijze*: Beperken van barrières in operationele systemen.
- *Impact*: Deelname aan energiemarkt mogelijk maken voor nieuwe flexibiliteitsopties
- Voorbeelden:
 - Geografische omvang van de markt: Het vergroten van de omvang van het systeem door het wegnemen van netwerkbeperkingen maakt het mogelijk om flexibiliteitsopties optimaal te delen; daarnaast neemt de variabiliteit van het aanbod van wind- en zonne-energie relatief af naarmate het operationele gebied groter wordt.
 - Marktkoppeling: Idem als voorgaande. Zowel fysieke toegang als de mogelijkheid om efficiënt te handelen tussen verschillende markten.
 - Toegang tot markt: Minimale eisen aan handelsdeelname kunnen bepaalde flexibiliteitsopties uitsluiten, zoals kleinschalige vraagsturingsopties. Wanneer hernieuwbare energieproductie meer aan de markt blootgesteld kan worden, zal de rol in flexibiliteitsvoorziening toenemen.
 - Scheduling en Gate closure times: De variabiliteit in hernieuwbare energieproductie vraagt om de mogelijkheid om op korte termijn overige capaciteiten te regelen.
- Knelpunten:
 - Eventueel beperkte transmissiecapaciteit.
 - Verschillen in energiemarkten buurlanden (EU).
 - Prijsprikkels moeten sterk genoeg zijn om flexibiliteitsaanbod te genereren.

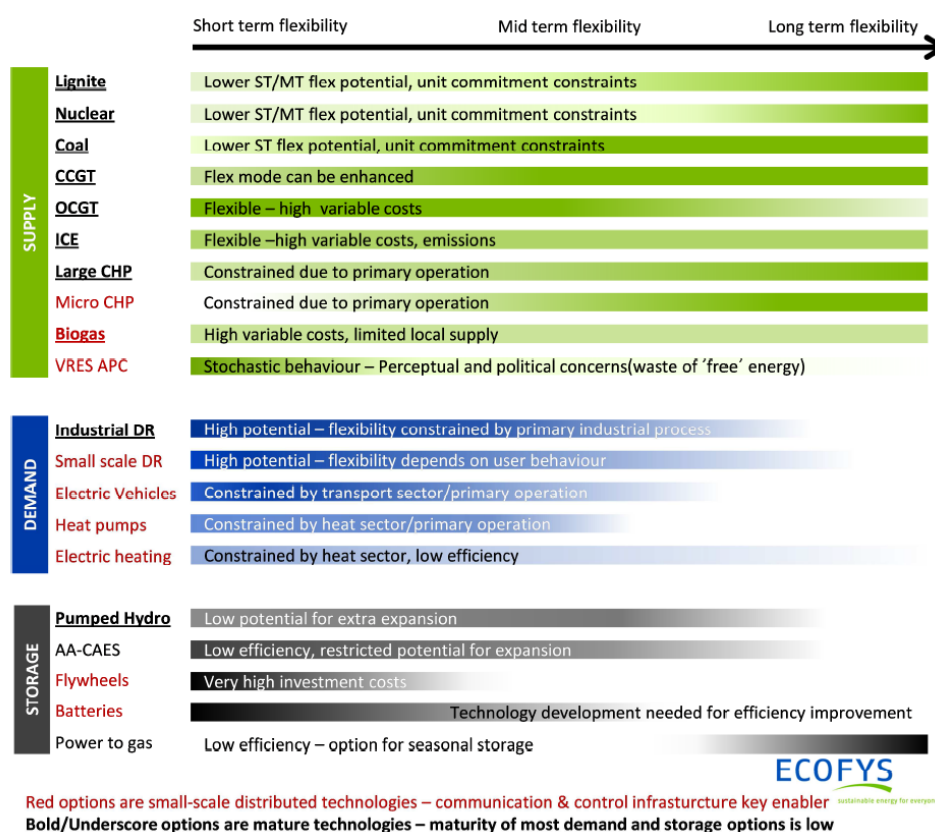
Bronnen: Ecofys (2014a), EWI (2012), Renewable Energies Platform (2012), RETD (2015).

Toepassingsrelevantie van flexibiliteitsopties: tijd, schaal, richting

De verschillende flexibiliteitsopties hebben een effect op verschillende niveaus van het energiesysteem (schaal). Ook zijn verschillende opties relevant voor verschillende operationele tijdsperiodes (tijd) en bieden ze ofwel positieve of negatieve flexibiliteit (richting).

In **Figuur 12** worden verschillende flexibiliteitsopties met elkaar vergeleken en wordt aangegeven voor welke tijdsperiode de desbetreffende optie voornamelijk bruikbaar is. Dit overzicht is ontleend aan de studie van Ecofys (2014a), waarin de karakteristieken van de belangrijkste flexibiliteitsopties op een rijtje worden gezet. Zoals in **Figuur 12** te zien is, zijn bijvoorbeeld gasturbines (*Open Cycle Gas Turbines, OCGT*) door korte reactietijden maar hogere variabele kosten met name van belang voor het bieden van flexibiliteit op korte tijdschaal. Het omzetten van elektriciteit in gas (*power-to-gas*) is als gevolg van de lage efficiëntie met name relevant voor lange termijn opslag.

Figuur 12: Vergelijking van de karakteristieken van verschillende flexibiliteitsopties in verschillende operationele tijdsperiodes.



Noot: CCGT = combined cycle gas turbine, stoom- en gascentrale (STEG); OCGT = open cycle gas turbine, gascentrale; ICE = internal combustion engine; gas- of dieselmotor, CHP = combined heat and power, warmtekrachtkoppeling (WKK); VRES APC = active power control of variable renewable energy sources, sturen van hernieuwbare elektriciteitsproductie; DR = demand response, vraagsturing; AA-CAES = advances adiabatic compressed energy storage, persluchttopslag.

Bron: Ecofys (2014a).

In het huidige energiesysteem bieden de aanbodopties voornamelijk het meest brede spectrum aan flexibiliteitsmogelijkheden voor zowel de korte als lange termijn. Bij inzet hiervan is vooral het kostenaspect relevant (variabele kosten). In deze studie wordt in de volgende paragrafen met name ingegaan op deze aanbodopties. Alternatieve flexibiliteitsopties zoals opslag, interconnectie en vraagsturing worden slechts kort benoemd, omdat deze het onderwerp zijn van een drietal parallelle studies elk gericht op een van deze drie alternatieven.

De opties voor flexibiliteitsvoorziening aan de vraagzijde bieden met name mogelijkheden op de kortere tijdschalen en zijn decentraal van aard. Vraagsturing vindt veelal plaats door het verschuiven van de vraag over enkele uren. Hierdoor ontstaat zowel positieve als negatieve flexibiliteitsvoorziening. Door het clusteren van vraagsturing bij verschillende partijen kan vraagsturing ook een centraal effect hebben, bijvoorbeeld door het gestuurd laden van een groter elektrisch wagenpark. Naast

vraagsturing zijn er aan de vraagzijde ook mogelijkheden door interactie met andere delen van het energiesysteem. Interactie met het warmtesysteem biedt bijvoorbeeld mogelijkheden voor additionele vraag (negatieve flexibiliteit) door bijvoorbeeld power-to-heat.

Voor opslag zijn er zowel technologieën beschikbaar voor de korte termijn (vliegwielen, CAES), als voor de middellange termijn (batterijen, pumped hydro) en de lange termijn (power-to-gas). Deze bieden zowel positieve als negatieve flexibiliteit en zijn inzetbaar op centraal en decentraal niveau. Elk van deze technologieën kan in het energiesysteem een andere rol vervullen, zoals *frequency control* op de korte termijn tot seizoensopslag op de lange termijn. Ook op het gebied van opslag is interactie met andere energiesystemen mogelijk, zoals power-to-heat met warmteopslag en power-to-gas voor het omzetten van overtollige elektriciteit in gas. Opslagtechnologieën hebben echter veelal een lage systeemefficiëntie en hoge investeringskosten, waardoor de kosteneffectiviteit (nog) beperkt is. Zeker voor opslagopties die lange termijn flexibiliteit kunnen bieden, is de business case momenteel verre van haalbaar, met name vanwege de lage frequentie waarmee je extra capaciteit aanbiedt op de energiemarkt (i.e. weinig verdienmomenten vergeleken bij korte termijn opslagopties).²¹

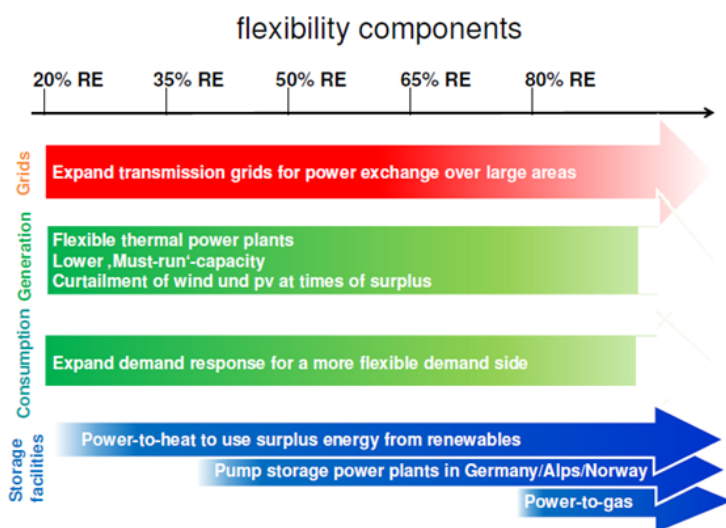
In de studie *Interaction between renewable energy supply, conventional energy supply and demand side* (Renewable Energies Platform, 2012) wordt ook voor het Duitse energiesysteem het toepassen van opslag gezien als optie die met name interessant is voor de hogere aandelen hernieuwbare energie (zie **Figuur 13**). In deze studie worden zes flexibiliteitsopties gepresenteerd op basis van hun inzetbaarheid voor verschillende aandelen hernieuwbare energie voor het Duitse energiesysteem. Er wordt geadviseerd in te zetten op een combinatie van uitbreiding van netwerken, het verbeteren van de flexibiliteitsvoorziening door elektriciteitscentrales, het afschalen van hernieuwbare energie op piekmomenten, het toepassen van vraagsturing en (bij hogere aandelen hernieuwbaar) opslag.

Naast de opties met betrekking tot vraag, aanbod en opslag hebben ook de netwerken invloed op de mate waarin variabiliteit kan worden opgevangen. Netwerken met voldoende transmissiecapaciteit kunnen mogelijkheden bieden om de flexibiliteitsvoorziening over een groter geografisch gebied op te vangen. Dit is zowel relevant voor distributienetten (decentraal) als transmissienetten (centraal). Een adequate en dynamische assessment van netwerken kan leiden tot een efficiënter gebruik van de bestaande netwerken. Op deze manier kunnen netverzwaringen op de korte termijn mogelijk voorkomen worden.

Het huidige systeem wordt nog gedomineerd door de traditionele spelers op de energiemarkt. Het efficiënter, transparanter en toegankelijker maken van operationele systemen opent mogelijkheden voor nieuwe aanbieders van flexibiliteitsdiensten. Het ontwerp van de energiemarkten (bijvoorbeeld prijsvormingsmechanismen, *scheduling times, gate closure times*) heeft invloed op mogelijkheden voor het bieden van flexibiliteit door marktpartijen en de efficiëntie daarvan.

²¹ Voor een meer gedetailleerde analyse hiervan verwijzen we naar perceel 2 (DNV GL, 2015).

Figuur 13: Mogelijke inzet van flexibiliteitsopties bij verschillende aandelen hernieuwbare energie voor het Duitse energiesysteem.



Bron: Renewable Energies Platform (2012).

Voor het inzetten (in de toekomst) van deze range aan flexibiliteitsopties en categorieën, geldt dat naast technologische rijpheid van de opties, inzet in hoge mate afhankelijk is van de institutionele en economische dimensie (i.e. de energiemarkt en de regulering daarvan) en de bijbehorende business case voor elk van de opties. Dit blijkt ook uit de 'knelpunten' voor elk van de categorieën genoemd in **Tabel 12**. Een belangrijk algemeen verschil tussen de categorieën is dat voor investeringen in de aanbodopties momenteel vooral geldt dat de hoogte van de marktprijzen zelf drijvend zijn, aangezien die grotendeels de (renderende) draaiuren van centrales bepalen op basis van marginale kosten van de productietechnologieën die aanbieden op de markt. Voor (toekomstige) investeringen in opslag en vraagsturing geldt dat de *prijsvolatiliteit* op de markt - en de mate waarin marktpartijen op deze *spread* kunnen reageren – bepalend is (Ecofys 2014a).

3.3 Effect van toegenomen flexibiliteitsbehoefte op de aanbodkant van de elektriciteitsvoorziening

De toename van variabele hernieuwbare elektriciteitsproductie, zoals beschreven in Hoofdstuk 2, leidt tot een toename in de flexibiliteitsbehoefte van het energiesysteem. Deze sectie kijkt in meer detail naar het effect van de stijgende flexibiliteitsbehoefte op de aanbodkant van het elektriciteitssysteem en de flexibiliteit die vanuit het huidige (conventionele) productiepark kan worden geleverd.

Allereerst wordt nader ingegaan op de specifieke flexibiliteitsmogelijkheden aan de aanbodkant van de elektriciteitsvoorziening en de effecten van de toenemende behoefte aan flexibiliteit op het huidige conventionele park. Vervolgens wordt de impact op de aanbodkant kwantitatief geïllustreerd aan de hand van twee bestaande modelstudies – met een tijdshorizon tot respectievelijk 2023 en 2050.

Flexibiliteitsmogelijkheden vanuit het conventionele productiepark (aanbod)

Aan de aanbodzijde zijn er veel mogelijkheden voor het bieden van flexibiliteit in de verschillende tijdsperioden. De bruikbaarheid van de opties is enerzijds afhankelijk van technische parameters, zoals efficiëntie, minimale load, reactietijden en opstarttijden, en daarnaast van economische parameters zoals variabele kosten (bijvoorbeeld brandstof- en CO₂-kosten) in verhouding tot prijzen op de markt.

Tabel 13 geeft een nader overzicht van de flexibiliteitsmogelijkheden van conventionele centrales. In de karakteristieken is een onderscheid zichtbaar tussen minder flexibele centrales (steenkool en bruinkool) met een relatief hoge minimale load en korte reactietijden, en meer flexibele centrales (gas) met een lage minimale load en lange reactietijden. Daarnaast bieden nieuwe centrales met meer moderne technologie veelal meer mogelijkheden voor flexibiliteit dan oudere centrales. Dit is gereflecteerd in de ranges die gegeven worden in de tabel. Zo kunnen nieuwe kolencentrales hun vermogen met ongeveer 6% per minuut verhogen, terwijl de oudere centrales slechts een *ramping rate* van 1,5% per minuut halen.

Tabel 13: Overzicht flexibiliteitsmogelijkheden van conventionele centrales

Centrale	Efficiëntie (%)	Minimale load (%)	Reactietijd ramping (%/min)	Opstarttijd (uur)
Steenkool	< 48%	20–40	1,5–6	4–10
Bruinkool	< 44%		1–4	6–10
CCGT	< 60%	15–50	2–8	2–4
OCGT	< 40%	20–50	8–20	< 0,1
ICE	< 45%		100	
Kerncentrale	32–33%	50–60*	3,8–10	< 48
Biogascentrale	33–40%			seconden
Warmtekracht-koppeling (WKK)	Elektrisch: 15–46% Thermisch: 42–81% Totaal: 88,4–96%		5–20	Warme start kleine installaties: 5 minuten Warme start CCGT: 3 uur

Noot: De range in waarden illustreert de ontwikkeling van nieuwe centrales. * De verwachting is dat de minimale load in nieuwe kerncentrales verder gereduceerd kan worden tot 20–40%.

Bron: Ecofys (2014a).

Effecten op het huidige conventionele productiepark (aanbod) nader bekeken

Vanuit technische oogpunt zijn er dus veel mogelijkheden voor flexibiliteitsinvulling met (nieuwe) conventionele centrales. Echter, een toenemend aandeel zon en wind in de elektriciteitsvoorziening heeft een drietal negatieve effecten op het verdienmodel ('business case') van conventioneel productievermogen. Deze effecten zijn (Sijm, 2014):

- Een afname in de gemiddelde bezetting (aantal draaiuren) van conventionele installaties (het 'utilisation effect' of 'bezettingseffect'). Door de groei van de elektriciteitsproductie uit zon en wind neemt de opwekking uit conventionele bronnen af. Hierdoor neemt het gemiddeld aantal draaiuren per conventionele installatie af en stijgen de gemiddelde productiekosten per installatie omdat dezelfde investeringskosten moeten worden terugverdiend in een geringer aantal uren. Bij een beperkt aandeel zon en wind treft dit effect vooral installaties voor de pieklast en de middenlast, in het bijzonder gascentrales. Bij hogere aandelen zon en wind worden ook basislastinstallaties – zoals kolen en kernenergie – door dit effect getroffen.
- Een neerwaarts drukkend effect op de groothandelsprijzen van elektriciteit ('wholesale price effect' of 'profieffect'). Vanwege de lage, marginale kortetermijnkosten (OPEX) van zon en wind heeft een toename van de elektriciteitsproductie uit zon en wind een neerwaarts drukkend effect op de groothandelsprijzen van elektriciteit. Dit effect wordt nog versterkt door het feit dat de productie uit zon en wind veelal gesubsidieerd wordt en een voorkeurspositie inneemt in het elektriciteitssysteem ('priority dispatch').
- Een toename in de fluctuaties – of volatiliteit – van de groothandelsprijs van elektriciteit ('wholesale price volatility effect'). Hierdoor neemt de onzekerheid en het risico van een investering in opwekkingscapaciteit toe.²²

Het gevolg van de bovengenoemde bezettings- en prijseffecten – ieder afzonderlijk, maar vooral in combinatie – is dat het verdienmodel voor conventionele installaties minder aantrekkelijk – of zelfs onrendabel – wordt. Door de toenemende elektriciteitsproductie uit zon en wind worden zij geconfronteerd met minder draaiuren, hogere gemiddelde kosten per eenheid product, lagere (meer onzekere) prijzen en derhalve lagere opbrengsten en lagere winsten.

In een model exercitie door NEA/OECD (NEA 2012) zijn deze negatieve effecten op de business case van conventionele centrales geschat (let op: dit is niet specifiek voor Nederland en sterk afhankelijk van de onderliggende aannames). De geschatte *kortetermijn* effecten van wind en zon op het aantal draaiuren en de winstgevendheid van conventionele centrales zijn weergegeven in **Tabel 14**.

Tabel 14 laat zien dat het negatieve effect op het aantal draaiuren substantieel is het verlies aan winstgevendheid relatief nog groter. In het bijzonder voor gasinstallaties zijn de effecten aanzienlijk. Ook is te zien dat de effecten als gevolg van wind iets uitgesprokener zijn dan voor zon.

Uiteraard heeft dit een negatieve invloed op de geneigdheid om te investeren en op de ontwikkeling van het geïnstalleerde vermogen. Echter, hoe snel en hoe ver deze ontwikkeling zal gaan, is mede afhankelijk van de ontwikkeling van diverse factoren, waaronder het verloop van de brandstof- en elektriciteitsprijzen.

²² Merk op dat de laatste twee (prijs)effecten in eerste instantie alle opwekkingsinstallaties treffen, inclusief de conventionele basislasteenheden en de installaties voor elektriciteit uit zon, wind en andere hernieuwbare bronnen (in tegenstelling tot het bezettingseffect dat primair de conventionele pieklast en middenlast gascentrales treft). Elektriciteitsproductie uit hernieuwbare bronnen wordt echter vaak gevrijwaard van deze effecten, in het bijzonder van het neerwaartse prijseffect (profieffect), als het voor deze effecten wordt gecompenseerd door een hogere subsidie (zoals in Nederland het geval is). Dit betekent wel dat door (de compensatie van) het profieffect de subsidie aan hernieuwbaar hoger uitvalt en langer aanhoudt (i.e. het duurt langer alvorens hernieuwbaar concurrerend wordt en zonder steun kan opereren op de markt).

Tabel 14: Korte-termijn effecten van zon en wind op conventionele centrales

Penetratieniveau	Wind		Zon	
	10%	30%	10%	30%
Draaiuren				
Gas turbine (OCGT)	-54%	-87%	-40%	-51%
Gas turbine (CCGT)	-34%	-71%	-26%	-43%
Steenkool	-27%	-62%	-28%	-44%
Nucleair	-4%	-20%	-5%	-23%
Winstgevendheid				
Gas turbine (OCGT)	-54%	-87%	-40%	-51%
Gas turbine (CCGT)	-42%	-79%	-31%	-46%
Steenkool	-35%	-69%	-30%	-46%
Nucleair	-24%	-55%	-23%	-39%

Noot: De resultaten zijn berekend aan de hand van een optimale (laagste kosten) conventionele ('dispatchable') productiemix bestaande uit steenkool, gas en nucleair. De aangenomen elektriciteitsprijs is gelijk aan de kosten van de marginale technologie plus een mark-up van 7 €/MWh.

Bron: NEA (2012).

De studie van CE Delft (2014) met betrekking tot investeringen in conventioneel vermogen maakt in dit verband nog onderscheid tussen *marginale beprijzing* (situatie waarbij met name voor lagere vraagniveaus de prijs grofweg de marginale kosten van productie, plus een mark-up, volgt) en *schaarste beprijzing* (bij hogere vraagniveaus, waarbij minder concurrerende faciliteiten nog kunnen leveren, kunnen prijsniveaus wel significant boven de marginale kosten van productie uit komen). Deze schaarste beprijzing biedt belangrijke opbrengstmogelijkheden en prikkels voor voornamelijk middenlast- en pieklasteenheden. Echter, het ontstaan van een capaciteitsoverschot als gevolg van toenemende aandelen hernieuwbaar en een contractie van de conventionele productie als geheel, in het bijzonder tijdens de piekuren, zullen een drukkend effect op beide beprijzingsmechanismes als gevolg hebben. Andersom geldt uiteraard dat indien dergelijke ontwikkelingen bijvoorbeeld leiden tot een afname van basislasteenheden in het systeem (die ook meer flexibiliteit moeten gaan leveren), er vervolgens mogelijk weer kansen ontstaan voor andere flexibiliteitsopties, waaronder middenlasteenheden die weer beter kunnen profiteren van schaarste beprijzing.

Het effect van stijgende flexibiliteitsbehoefte gemodelleerd

Om kwantitatief te illustreren wat de stijgende behoefte aan flexibiliteit kan betekenen voor de aanbodkant van de energievoorziening, maken we gebruik van twee recente modelstudies:

- De studie *Quantifying flexibility markets* van ECN (2014) biedt inzicht in de flexibiliteitsbehoefte van het elektriciteitssysteem op de korte termijn, met resultaten voor 2012, 2017 en 2023.
- De studie *Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system* van ECN en DNV GL (2014) maakt gebruik van lange-termijn scenario's met resultaten op basis van CO₂-reductiedoelstellingen voor 2050.

Voor het bieden van flexibiliteit in de nabije toekomst is het huidige conventionele productiepark een belangrijk uitgangspunt. Op de lange termijn zal de transitie echter resulteren in grotere veranderingen in het energiesysteem waardoor een vergelijking met de huidige beschikbare capaciteit mogelijk steeds minder relevant wordt.

Perspectief tot 2023 – *Quantifying flexibility markets* (ECN, 2014)

De nabije toekomst wordt gekarakteriseerd door de eerste fase van de transitie naar een duurzamere energievoorziening. Het aandeel hernieuwbare energie zal, onder andere als gevolg van Europese doelstellingen en de ambities verwoord in het Energieakkoord, gestaag toenemen. Het aandeel van het conventionele productiepark in de elektriciteitsproductie voor het voorzien van de Nederlandse markt zal navenant geleidelijk afnemen. Desalniettemin zal het conventionele productiepark een belangrijke rol blijven spelen in de nabije toekomst in het bieden van betrouwbaar regelbaar vermogen en, mogelijk ook op langere termijn, in het leveren van flexibiliteit en stabiliteit aan het systeem. Ook zullen de ontwikkelingen in buurlanden een significant effect kunnen hebben op de daadwerkelijke productie als gevolg van veranderingen in im- en export van elektriciteit.

In de studie *Quantifying flexibility markets* (ECN, 2014) wordt de flexibiliteitsbehoefte als gevolg van de ontwikkelingen van het elektriciteitssysteem tot 2023 gekwantificeerd. De studie maakt daarin onderscheid tussen flexibiliteit op de *day-ahead* markt en de *intraday* markt. De resultaten voor de *day-ahead* markt richten zich op de variabiliteit van hernieuwbare energie, waar de resultaten voor de *intraday* markt zich richten op de onzekerheid in duurzame hernieuwbare energie productie (*forecast error*). In de studie wordt het COMPETES model gebruikt om deze ontwikkelingen te kwantificeren. Met dit model wordt onder andere het effect van hernieuwbare energie op de inzet van conventionele centrales onderzocht. De resultaten geven inzicht in de toekomstige productie, import, export en de bijbehorende prijzen van elektriciteit. Als basis is hierbij gebruikt gemaakt van aannames over brandstof en CO₂-prijzen afkomstig uit de World Energy Outlook (current policies scenario), aannames over de elektriciteitsvraag gebaseerd op de projecties van PBL/ECN en ENTSO-E en informatie over de ontwikkelingen van de beschikbare capaciteit in Nederland. Het gebruikte achtergrondscenario voor de ontwikkeling van vraag en aanbod van elektriciteit in Noordwest Europa is Vision 3 van ENTSO-E. Dit is een scenario met een relatief sterke groei van de elektriciteitsvraag en mede daardoor een relatief hoge bezettingsgraad van de beschikbare capaciteit.

In het geschetste scenario neemt het aandeel hernieuwbaar sterk toe tot circa 25% van de geproduceerde stroom in 2023 (**Figuur 14**). Daarnaast is er een afname in capaciteit zichtbaar voor WKK en gas. Als gevolg van de toegenomen flexibiliteitsbehoefte door variabele hernieuwbare energie wordt er voor gascentrales rond 2023 wel een grote rol voorzien in het leveren van flexibiliteit niet alleen in Nederland maar vooral ook in omliggende buurlanden.

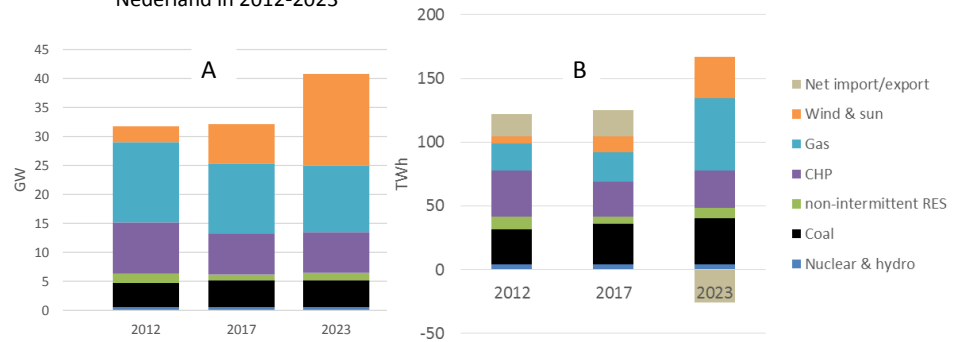
De bevindingen voor de elektriciteitsmarkt zijn in het kort:

- Er is sprake van een lichte afname in de conventionele productiecapaciteit.
- Gemiddelde (wholesale) prijzen dalen in 2017 t.o.v. 2012 maar stijgen aanzienlijk in 2023 (met 72-99% t.o.v. 2012). Deze hogere prijzen in 2023 vergeleken met 2012 en 2017 zijn echter met name een gevolg van de relatief lagere totale capaciteit in

verhouding tot de vraag in 2023, alsmede hogere fossiele brandstofprijzen (prijsaannames in de studie voor 2017 zijn gebaseerd op forward prijzen voor kolen en gas en voor 2023 op de World Energy Outlook).

- De rol van import en export van elektriciteit in de flexibiliteitsvoorziening neemt toe. In het bijzonder gedurende de periode 2017-2023 vindt er een toename van de vraag naar flexibiliteit uit naburige landen plaats, met name uit Duitsland, en wordt Nederland een netto exporteur van elektriciteit.

Figuur 14: Ontwikkeling van opgesteld opwekkingscapaciteit (A) en elektriciteitsproductie (B) in Nederland in 2012-2023



Bron: ECN (2014).

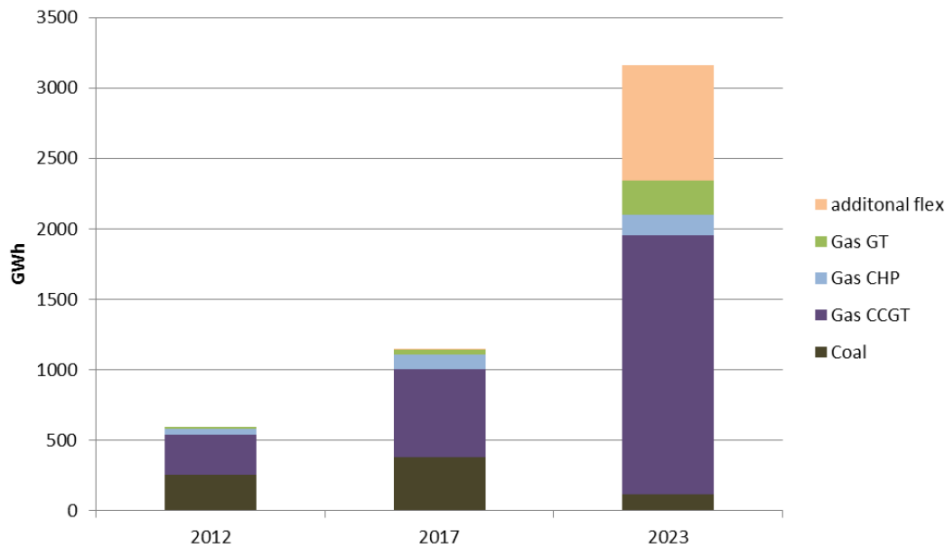
De belangrijkste resultaten ten aanzien van de flexibiliteitsbehoefte op de *day-ahead* markt zijn:

- De ontwikkelingen in het aandeel variabele hernieuwbare capaciteit (voornamelijk wind) resulteren in een toename van de flexibiliteitsvraag in 2017 en 2023. In 2012 is deze vraag circa 2300 GWh; in 2017 is dit bijna 2500 GWh en in 2023 ongeveer 3400 GWh (een stijging van 46% ten opzichte van 2012).
- Productie met kolen en biomassa blijft nagenoeg constant. De rol van kolencentrales in het leveren van flexibiliteit neemt af.
- Toename van flexibiliteitsvoorziening door gascentrales vergroot de rentabiliteit van deze centrales in de periode van 2017-2023.
- Prijsvolatiliteit neemt vooral in 2023 flink toe als gevolg van een hoog aandeel zon en wind en kan een belangrijke drijver zijn voor flexibiliteitsopties als opslag en vraagresponse.

De belangrijkste bevindingen met betrekking tot de flexibiliteitsbehoefte op de *intraday* markt zijn (**Figuur 15**):

- Voornamelijk als gevolg van een stijgend aandeel windenergie neemt de vraag naar flexibiliteit op de *intraday* markt ook fors toe (invloed van *forecast errors*). Er vindt grofweg een verviervoudiging van deze vraag plaats in 2023 ten opzichte van 2012.
- Dit biedt kansen voor 'nieuwe' flexibiliteitsopties. Voor negatieve flexibiliteit voorspelt het model – in beperkte mate – enige aftopping van wind (wat ook gezien kan worden als een additionele optie).
- In het bieden van *intraday* flexibiliteit zal in toenemende mate worden voorzien door gascentrales (met – gegeven de onderliggende aannames op het gebied van elektriciteitsprijsontwikkeling in deze modeloefening – een positief effect op de business case voor flexibele gascentrales tot 2023).

Figuur 15: Aanbod van positieve flexibiliteit op de intraday markt



Bron: ECN (2014).

Perspectief tot 2050 – Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system (ECN en DNV GL, 2014)

De energietransitie zal op de lange termijn waarschijnlijk leiden tot vele en grote veranderingen in de energievoorziening. Hoe het energiesysteem er in 2050 uit zal zien is daarom ook niet te voorspellen. Desalniettemin is het relevant om te kijken hoe een dergelijk systeem opgebouwd zou kunnen worden en wat de rol van conventionele technologieën daarbinnen zou kunnen zijn. Deze analyses gaan echter wel uit van de huidige status van het energiesysteem en huidige technologieën, waardoor er geen rekening wordt gehouden met eventuele onverwacht snelle ontwikkelingen in technologie, markten of anderszins.

Het OPERA model dat gebruikt is voor de ECN en DNV GL studie biedt inzicht in mogelijke ontwikkelingen van het energiesysteem op de lange termijn.²³ De scenario's in deze studie zijn gedefinieerd op basis van uiteenlopende CO₂-emissiedoelstellingen in 2050: 110 MtCO₂ (-50% CO₂), 70 MtCO₂ (-70% CO₂) en 30 MtCO₂ (-85% CO₂). In het OPERA model wordt vervolgens het systeem geoptimaliseerd in termen van minimale totale kosten binnen de randvoorwaarde van deze CO₂-reductie (referentiescenario). Daarbij kiest het model een optimale energiemix binnen een breed palet aan technologieën in het energiesysteem, onder andere diverse productietechnologieën, vraagsturing en conversietechnologieën (zoals power-to-gas). Tevens wordt het effect van allerlei randvoorwaarden geëvalueerd (zoals een restrictie op het gebruik van biomassa of de inzet van CCS). De resultaten geven een invulling aan een mogelijk energiesysteem dat past binnen de gestelde randvoorwaarden.

Figuur 16 presenteert de samenstelling van de primaire energiemix in het referentiescenario voor verschillende CO₂-reductiedoelstellingen. Deze energiemix omvat ook het energiegebruik voor transport en voor niet-energetische doeleinden. Het aandeel wind en zon is een uitkomst van het model. Het aandeel hernieuwbaar

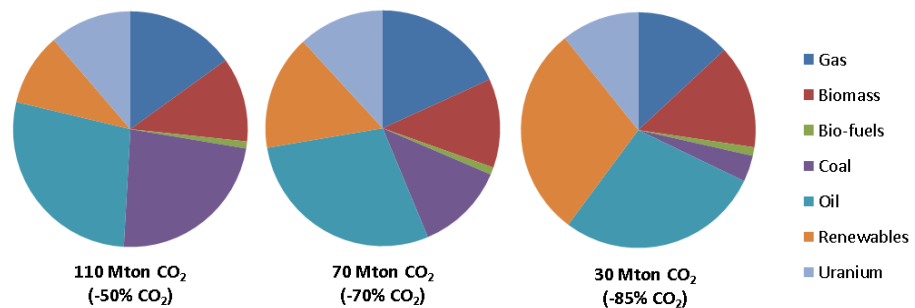
²³ Deze studie kijkt dus iets breder naar het energiesysteem dan de vorige studie waar de elektriciteitsmarkt tot 2023 wordt bekeken.

specifiek in de *elektriciteitsvoorziening* is, bij een reductiedoelstelling van respectievelijk 50% en 85%, achtereenvolgens ruim 50% en ruim 90%.

Uit het scenario waarbij sprake is van een CO₂ reductie van 50% blijkt dat (**Figuur 16** en **Figuur 17**):

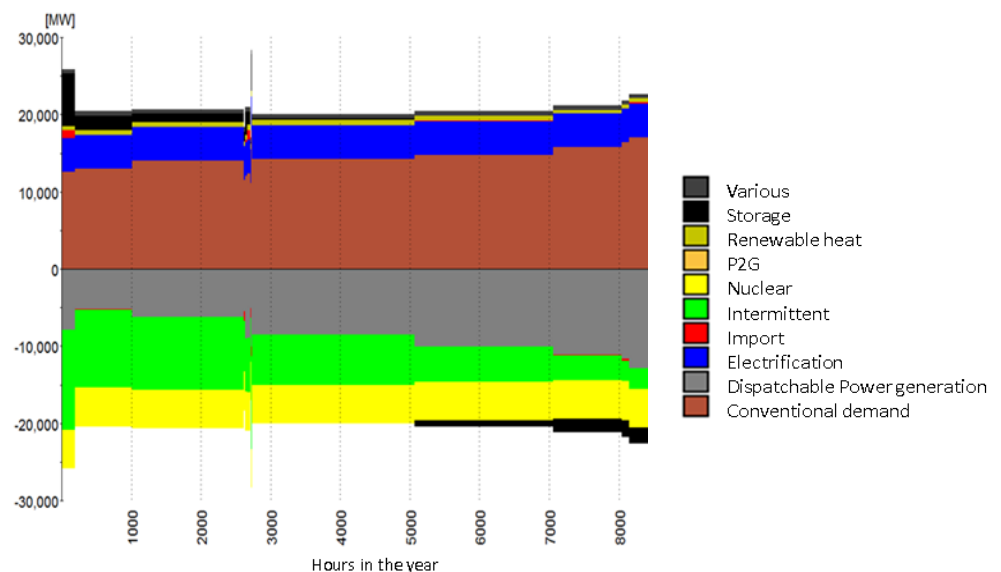
- Conventionele productie is tijdens elk uur van het jaar aanwezig en varieert wat betreft ingezette capaciteit van circa 5 GW tot 15 GW.
- Er is sprake van geen of slechts beperkte vraagsturing; over het jaar heen is de vraag relatief constant en wordt het tekort in hernieuwbare productie met name opgevangen door conventionele productie.
- Met name opslag speelt een rol in het opvangen van de productiepieken. De maximale vraag naar opslag bedraagt circa 8 GW, het maximale aanbod afkomstig uit opslag bedraagt circa 2 GW.
- Aftopping van elektriciteitsopwekking uit zon en wind komt slechts weinig voor.

Figuur 16: Primaire energiemix in het referentiescenario voor verschillende CO₂-reductiedoelstellingen



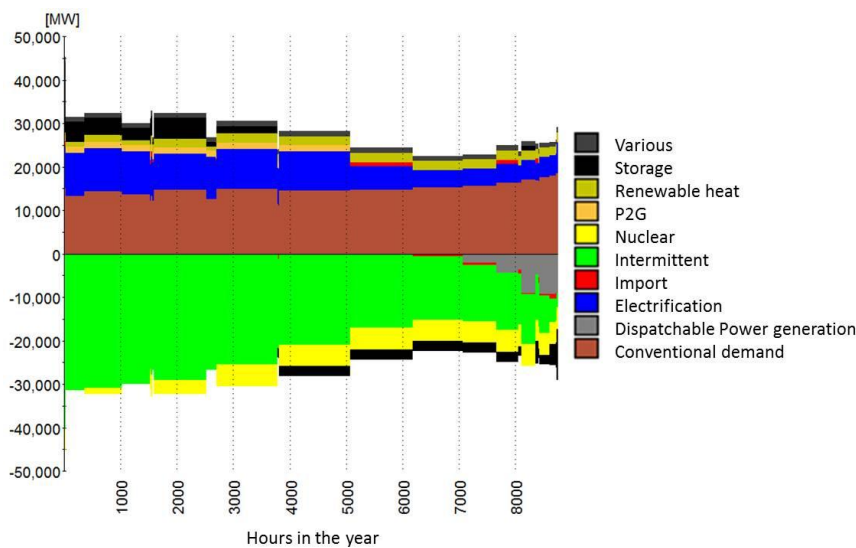
Bron: ECN en DNV GL (2014).

Figuur 17: Elektriciteitsbalans in het referentiescenario bij een CO₂-emissiedoelstelling van 110 Mt in 2050



Bron: ECN en DNV GL (2014).

Figuur 18: Elektriciteitsbalans in het referentiescenario bij een CO₂ emissiedoelstelling van 30 Mt in 2050



Bron: ECN en DNV GL (2014).

Voor het scenario waarbij sprake is van een CO₂-reductie van 85% kunnen de volgende bevindingen worden geïdentificeerd (**Figuur 16** en **Figuur 18**):

- Conventionele productie is beperkt aanwezig en varieert van circa 0 GW tot 15 GW. Het maximaal ingezette vermogen is wat betreft orde van grootte gelijk aan het 50% CO₂-reductiescenario.
- Vraagsturing speelt een belangrijke rol; over het jaar heen is er een correlatie tussen de energievraag en het aanbod in hernieuwbare energie. Tevens neemt de vraag als gevolg van elektrificatie (denk aan elektrisch transport) af bij een lager aanbod van hernieuwbare elektriciteit. De inzet van opslag is relatief beperkt ten opzichte van het 50% CO₂-reductie scenario als gevolg van de inzet van andere opties.
- Power-to-gas (P2G) wordt in beperkte mate ingezet, maar niet zozeer om productiepieken op te vangen. P2G wordt met name gebruikt voor het realiseren van verregaande decarbonisatie door injectie van waterstof in het gasnetwerk.
- Er is sprake van een aanzienlijke aftopping van elektriciteitsopwekking uit van zon en wind.

3.4 Belangrijkste factoren die vraag en aanbod van flexibiliteit in het energiesysteem beïnvloeden

De analyses in de voorgaande sectie geven een goed beeld van de gevolgen van de stijgende flexibiliteitsbehoefte van het energiesysteem als gevolg van een toenemend aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking. De ontwikkeling van de

flexibiliteitsoplossingen beweegt zich binnen een energiesysteem in transitie met meerdere schuivende panelen waarin sprake is van verschillende zogenaamde 'feedback loops'. Deze sectie probeert daarom de voornaamste ontwikkelingen en drijvende krachten in kaart te brengen die een invloed hebben op vraag en aanbod van flexibiliteit.

Uitgangspunt is dat het energiesysteem duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar blijft. Van het toekomstige energiesysteem wordt daarmee gevraagd om de geformuleerde doelstellingen ten aanzien van emissiereductie en hernieuwbare energie te accommoderen, waarbij betrouwbare netten, functionele balancering (*short-term security of supply*) en adequaatheid (*long-term security of supply*) als randvoorwaarden gelden (IEA-RETD, 2013). Zoals hierboven geschetst, zijn bepaalde flexibiliteitsopties meer geschikt als oplossing voor de ene tijdsperiode dan voor de andere. Het is mede daarom van groot belang om beleids- en marktontwikkelingen goed te laten aansluiten bij technische mogelijkheden (IEA-RETD, 2013).

Tabel 15 geeft een overzicht van de belangrijkste factoren en ontwikkelingen in de energietransitie die invloed hebben op vraag en aanbod van flexibiliteit. Naast literatuur en eigen expertise baseert deze sectie zich op inzichten uit de gevoerde interviews met externe deskundigen (zie Bijlage A).

De ontwikkelingen in de tabel zijn in de volgende categorieën ingedeeld:

- Flexibele opwekking;
- Internationale uitwisseling en interconnecties;
- Opslag- en conversiemogelijkheden;
- Vraagsturing.

Voor elk van de ontwikkelingen wordt in de tabel beschreven wat het voornaamste mechanisme is dat inwerkt op het energiesysteem, hoe deze het flexibiliteitsvraagstuk beïnvloedt (aanbod of vraag en welke richting) en wat de belangrijkste afhankelijkheden of bepalende factoren voor de omvang/richting van iedere ontwikkeling zijn.

Zoals blijkt uit **Tabel 15** bestaat er veel overlap (en 'feedback loops') tussen de ontwikkelingen en de bepalende factoren achter elk van deze ontwikkelingen. Er is een voortdurende interactie tussen de drie dimensies technologie-beleid-markt. Dit onderstreept ook nogmaals waarom de aannames onderliggend aan bestaande (modellerings)studies zo bepalend zijn, en de resultaten soms behoorlijk uiteenlopen en lastig direct te vergelijken zijn. Van de bepalende factoren zijn vooral prijsvorming en prikkels een sterk centraal element, waarbij de prijsvorming die (direct of indirect) vraag en aanbod van flexibiliteit bepalen in hoge mate worden beïnvloed door het beleidskader. Dit beleidskader en de prijsvormingsmechanismen hebben op hun beurt weer direct invloed op de ontwikkeling en toepassing van (kosteneffectieve) technische oplossingen.

Tabel 15: Overzicht voornaamste drijvende krachten achter de ontwikkeling van vraag en aanbod van flexibiliteit

Ontwikkeling/drijvende kracht	Voornaamste effect/mechanisme	Effect op vraag naar flexibiliteit	Effect op aanbod van flexibiliteit	Bepalende factoren/afhankelijkheden
1. Flexibele opwekking				
1.1 Technologische ontwikkeling van meer flexibele productiecapaciteit	Verbeterde mogelijkheid om op en af te schakelen en daarmee flexibiliteit te leveren.		Hoger	Prijsprikkels voor leveren flexibiliteit in verhouding tot investeringskosten van productiecapaciteit (kwestie van hoge CAPEX, lage OPEX).
1.2 Conventionele productiepark – minder draaiuren	Stijging kosten conventioneel door minder draaiuren - verslechtering business case.		Lager (afname conventioneel opgesteld vermogen)	Prijsprikkels voor leveren flexibiliteit sterk genoeg? Hogere prijsvolatiliteit en relatief veel gasvermogen in NL ten opzichte van buurlanden biedt kansen. Ontwikkelingen subsidiering- en stimuleringsbeleid hernieuwbare productie.
1.3 Technologische ontwikkelingen voor mede-balancerend door hernieuwbare productiebronnen (bijvoorbeeld <i>frequency control</i>)	Afname variabiliteit en onzekerheid in aanbod op net (verlaagt 'veroorzaken' flexibiliteitsbehoefte door variabele hernieuwbare bronnen).	Lager		Ontwikkeling (prijs)prikkels voor balancerend. Omvang 'learning effect' voor kostendimensie. Beleid en politieke keuzes.
1.4 Programmaverantwoordelijkheid/balanceringsverplichting (hernieuwbare energie aanbieders)	Afname variabiliteit en onzekerheid in aanbod op net (verlaagt "veroorzaken" flexibiliteitsbehoefte door variabele hernieuwbare bronnen).	Lager		Beleid en politieke keuzes.
2. Internationale uitwisseling en interconnectie				
2.1 Vergroting interconnectiecapaciteit buurlanden/EU	Minder congestie en lagere prijsverschillen binnen EU.		Hoger (spreiding groter geografisch gebied)	Omvang (publieke) investeringen (kosten) versus omvang baten. Verschil in energiemarkten en -beleid tussen buurlanden leidt mogelijk tot verstoringen (importeren van elkaars beleid).
2.2 Verdergaande marktintegratie EU	Grotere mogelijkheden 'verhandelen' flexibiliteit over grenzen en minder 'import' van elkaars (verschillen in) beleid.		Hoger	Ook effect 'importeren' van elkaars beleid.

2.3	Ontwikkeling capaciteitsmechanisme EU/NL?	Meer/sterkere prijsprikkels voor leveren flexibiliteit.		Hoger	Beleid en politieke keuzes.
3. Opslag en conversie mogelijkheden					
3.1	Voortgaande technologische ontwikkeling flexibeltoesies	Verlaging prijs opties/aanbod flexibiliteit.		Hoger (en kosten efficiënter)	Prijsprikkels voor leveren flexibiliteit in verhouding tot ontwikkelings-, investerings- en variabele kosten van de opties.
3.2	Verdere koppeling elektriciteit - warmte	Omzetting van elektriciteit naar warmte afstemmen op momenten van hoge of lage aanbod.	Lager	Hoger	Technologische ontwikkelingen (kostenefficiëntie). Regelgevend kader. Prijsprikkels.
4. Vraagontwikkeling en decentrale sturing					
4.1	Energiebesparing	Verlaging energievraag en reductie van belasting netten (in <i>absolute</i> zin).	Lager (i.e. absoluut, <i>niet</i> relatief).		Snelheid en omvang van energiebesparing. Toepassing van "slimme" energiebesparing (combinatie van absolute daling met maatregelen die relatieve daling beïnvloeden en daarmee flexibiliteitsbehoefte rechtstreeks).
4.2	Voortgaande elektrificatie	Groei elektriciteitsvraag.		Mogelijkheid hoger	Ontwikkelen van mogelijkheid tot vraagsturing in groeiende toepassingen elektriciteit.
4.3	Balanceringsmogelijkheden decentraal	Meer afstemming lokale vraag en aanbod en minder noodzaak tot centrale balancerings (en mogelijk minder lokale netverzwaringen nodig).	Lager (afvlakking vraag op momenten van schaarste en verhoging van vraag op momenten van overschot d.m.v. prijsprikkels).	Hoger (slimme aanwending micro-productie)	Ontwikkeling IT en data mogelijkheden (en bijbehorend beleidskader). (Decentrale) prijsprikkels en marktmogelijkheden.
4.4	Verdergaande deelname decentrale actoren aan energiemarkt (micro productie en vraagsturing)	Meer afstemming lokale vraag en aanbod.	Lager.	Hoger	(Beleids)ontwikkeling rollen en regels voor nieuwe en decentrale actoren en business modellen. Decentrale prijsprikkels voor bieden flexibiliteit.

Bron: Eigen uitwerking

3.5 Samenvatting

Een toenemend aandeel hernieuwbare elektriciteit afkomstig uit variabele bronnen zoals zon en wind, vergroot de behoefte aan flexibiliteit in het systeem, zowel op de heel korte termijn (balancering) als op de langere termijn ('system adequacy'). Deze vergrootte flexibiliteitsbehoefte kan worden ingevuld door een verscheidenheid aan flexibeltopties. Deze opties kunnen worden onderverdeeld in de categorieën *aanbod*, *vraag*, *energieopslag*, *netwerken* en *operationele systemen*. Voor elk van de opties geldt een specifieke relevantie voor de dimensies *tijd* (korte, middellange en lange termijn), *richting* (positieve en negatieve flexibiliteit) en *schaal* (centraal of decentraal niveau).

Vanuit technisch oogpunt zijn er diverse mogelijkheden voor het bieden van flexibiliteit door (nieuwe) conventionele centrales. Echter, een toenemende productie van elektriciteit uit zon en wind heeft een drietal negatieve effecten op het verdienmodel ('*business case*') van conventioneel vermogen:

- *De bezetting – het aantal draaiuren – van conventioneel vermogen wordt minder* waardoor de gemiddelde kosten per MWh hoger worden;
- *De opbrengstprijzen worden lager* doordat een toename van elektriciteitsproductie uit zon en wind een drukkend effect uitoefent op de elektriciteitsprijzen op de groothandelsmarkt;
- *De opbrengstprijzen worden volatieler* (fluctueert sterker) door een toename van elektriciteitsproductie uit variabele, onzekere bronnen als zon en wind. Hierdoor wordt de productie uit conventionele bronnen riskanter en dientengevolge minder aantrekkelijk.

Bovengenoemde effecten treffen in eerste instantie vooral pieklast- en middenlasteenheden, zoals gascentrales, maar oefenen bij hogere aandelen zon en wind ook een negatieve invloed uit op het verdienmodel van basislasteenheden als kolen- of kerncentrales. Dit kan er toe leiden dat bestaand vermogen wordt gesloten en niet meer in nieuwe, conventionele capaciteit wordt geïnvesteerd waardoor, zonder nadere maatregelen, de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem wordt gereduceerd (zie onderstaande Sectie 4.1).

Daar staat tegenover dat de groeiende vraag naar flexibiliteit als gevolg van een toenemend aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking ook nieuwe kansen biedt voor conventioneel vermogen in het leveren van die flexibiliteit, in het bijzonder door flexibele centrales. De effecten van een toenemend aandeel zon en wind – met inbegrip van een toenemende behoefte aan flexibiliteit – op de aanbodkant van het elektriciteitssysteem wordt kwantitatief geïllustreerd in twee recente modelstudies – met een tijdshorizon tot, respectievelijk, 2023 en 2050:

- In de modelstudie van de Nederlandse elektriciteitssector met als perspectief 2023 (ECN, 2014) neemt het aandeel hernieuwbare energie in 2023 sterk toe tot circa 25% van de geproduceerde stroom. Er is in dit scenario een lichte afname in conventionele productiecapaciteit te zien. Zowel op de *day-ahead* als op de *intraday*

markt stijgt de totale flexibilitetsvraag aanzienlijk (op de *day-ahead* markt met 46% tussen 2012-2023; op de *intraday* vindt grofweg een verviervoudiging van de vraag naar flexibilitet plaats). Op de *day-ahead* markt neemt de rol van kolencentrales in het leveren van flexibilitet af, maar wordt de rol van gascentrales in het leveren van flexibilitet groter, zowel in het binnenland als in het buitenland (met name in Duitsland). Deze verandering in de rol van conventionele centrales doet zich ook voor op de intraday markt. Daarnaast biedt de toegenomen prijsvolatiliteit op zowel de day-ahead als intraday markt kansen voor andere flexibilitetsopties zoals opslag en vraagsturing.

- De recente modelstudie naar de rol van power-to-gas in het Nederlandse energiesysteem met als horizon 2050 (ECN en DNV GL, 2014) biedt inzicht in mogelijke ontwikkelingen van het energiesysteem bij verschillende CO₂-reductiedoelstellingen in 2050 (-50 tot -85%). Voor het minder ambitieuze referentiescenario van -50% geldt dat de gevraagde flexibilitet nog voor een groot deel opgevangen wordt met conventionele productie. Opslag wordt wel gebruikt om productiepieken op te vangen, maar er is weinig inzet van vraagsturing en aftopping van zon/wind productie is slechts heel beperkt nodig. In het meer ambitieuze referentiescenario van -85% geldt dat het conventionele vermogen veel minder wordt ingezet. Vraagsturing speelt nu wel een belangrijke rol. Ook is er nu wel een aanzienlijke aftopping van elektriciteitsopwekking uit zon en wind nodig, in het bijzonder tijdens perioden van een groot overschot aan elektriciteitsproductie (en beperkte opslagmogelijkheden). De inzet van opslag is relatief beperkt. Op deze langere termijn speelt CCS ook een rol, vooral in de industrie maar mogelijk ook in de elektriciteitssector. Zowel het realiseerbaar potentieel als de tijdsfasering van deze optie zijn echter zeer onzeker, onder meer afhankelijk van de kostenontwikkeling van technologieën voor de afvang en opslag van CO₂, de prijsontwikkeling van CO₂-emissierechten in het EU ETS, en het maatschappelijke draagvlak voor ondergrondse opslag van CO₂.

Bij de transitie van het elektriciteitssysteem, moet ook de transitie van de warmtevoorziening worden beschouwd. Er zijn een aantal belangrijke raakvlakken die vanuit een oogpunt van systeemintegratie kansen bieden en deels ook concurreren met andere flexibilitetsopties in het elektriciteitssysteem. Voorbeelden hiervan zijn:

- Het gebruik van restwarmte van conventionele centrales voor de warmtevoorziening door warmtedistributienetwerken.
- De rol die warmtekrachtkoppeling (WKK) kan spelen in een efficiënte energievoorziening en het mogelijk maken van regionale of lokale warmtedistributienetwerken.
- De mogelijkheden die warmtenetwerken en warmtebuffers bieden voor het nuttig gebruiken van een tijdelijk overschot aan duurzame energie productie.
- Mogelijkheden voor vraagsturing bij toepassing van warmtepompen.

4

Implicaties voor de betrouwbaarheid en de betaalbaarheid van het energiesysteem

Voortbouwend op de bevindingen van zowel Hoofdstuk 2, i.e. een toenemend aandeel hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening, als Hoofdstuk 3 – i.e. een toenemende flexibilisering van die energievoorziening – bespreekt dit hoofdstuk de effecten van deze ontwikkelingen (verduurzaming, flexibilisering) op de betrouwbaarheid (Sectie 4.1) en de betaalbaarheid (Sectie 4.2) van het energiesysteem in Nederland. Sectie 4.3 sluit af met een samenvatting van de belangrijkste bevindingen van dit hoofdstuk.

4.1 Effecten op de betrouwbaarheid

Een toenemend aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening heeft een aantal effecten op de betrouwbaarheid van het energiesysteem. Deze effecten kunnen worden onderscheiden in de volgende categorieën:

- Effecten op de (korte termijn) balancering van het systeem (*'system balancing effects'*), in het bijzonder van het elektriciteitssysteem;
- Effecten op de (lange termijn) voorzieningszekerheid van het systeem (*'system adequacy effects'*), wederom vooral van het elektriciteitssysteem;
- Effecten op de belasting van de netwerken – elektriciteit, gas, warmte – van het energiesysteem (*'system grid effects'*), met inbegrip van allerlei geografische, tijds- en kwaliteitsaspecten van deze effecten.²⁴

²⁴ Zie Sijm (2014) voor een nadere bespreking van deze effecten. Een ander effect of aspect van een toenemend aandeel hernieuwbaar op de betrouwbaarheid van het energiesysteem betreft de beschikbaarheid van de hernieuwbare energiebronnen, in het bijzonder van biomassa. Een omvangrijke toename van de primaire vraag

Deze drie effecten worden hieronder nader toegelicht. Vervolgens sluiten we deze sectie af met het plaatsen van enkele kanttekeningen bij het begrip betrouwbaarheid van het energiesysteem zoals dat doorgaans heden ten dage in landen als Nederland wordt gehanteerd.

Effecten op de balancerings van het systeem

Zoals uiteengezet in Sectie 3.1 is de elektriciteitsproductie uit zon en wind zowel variabel als onzeker waardoor die productie minder betrouwbaar is dan opwekking uit controleerbare, conventionele bronnen als kolen, gas of kernenergie. Om toch op korte termijn, gedurende alle momenten van de dag, het evenwicht tussen vraag en aanbod van elektriciteit te kunnen waarborgen impliceert een toenemend aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking een toenemende behoefte aan flexibel regel- en reservevermogen, meer flexibele productie-eenheden en andere flexibiliteitsopties die op korte termijn, gedurende alle momenten van de dag, kunnen voorzien in het balanceren van vraag en aanbod van het elektriciteitssysteem (Secties 3.2 en 3.3).

Er zijn voldoende technische opties voor het realiseren van de benodigde flexibiliteit voor de balancerings van het elektriciteitssysteem in ieder geval op korte en middellange termijn (zie Sectie 3.3). Belangrijke voorwaarden daarvoor en factoren die de verschillende opties beïnvloeden zijn bijvoorbeeld:²⁵

- Het bewerkstelligen van adequate prijsprikkels, zowel op de balancerings/intraday-markten als – op termijn – voor het realiseren van de benodigde, kortstondige vraagreacties en opslag van elektriciteit;
- Een mogelijk aanpassing van regelgeving of marktordening, bijvoorbeeld aanpassing of afschaffing van de huidige salderingsregeling of uitbreiding van de bestaande programmaverantwoordelijkheid naar alle aanbieders van hernieuwbare energie, inclusief zon-PV;
- Het bevorderen van technisch-economisch onderzoek naar de ontwikkeling van betere, goedkopere opties voor de (kortstondige) opslag van elektriciteit;
- Het verbeteren van de voorspellingen van de elektriciteitsproductie uit zon en wind of het verkorten van de sluitingstijd van de elektriciteitsmarkt ('real-time marketing');
- Het investeren in interconnecties en het koppelen van de balanceringsmarkt in Nederland aan die in omliggende buurlanden.

Effecten op de voorzieningszekerheid van het systeem

Een toenemend aandeel zon en wind in het elektriciteitssysteem heeft tevens effecten op de voorzieningszekerheid van dat systeem. Voorzieningszekerheid ('*system adequacy*') verwijst in dit verband naar het vermogen van het elektriciteitssysteem om te allen tijde te kunnen voorzien in de vraag naar elektriciteit, in het bijzonder de piekvraag, rekening houdend met fluctuaties in vraag en aanbod van elektriciteit door tijdelijke uitval, onderhoud of renovatie van bestaande installaties, permanente sluiting van centrales, nieuwe capaciteitsinvesteringen, extreme (weers)omstandigheden, etc. (NEA, 2012; IEA, 2014).

naar biomassa reduceert de betrouwbaarheid van het energiesysteem omdat de beschikbaarheid van biomassa vragen oproept, in ieder geval in Nederland, maar ook wanneer er grootschalig import van biomassa plaatsvindt (CE Delft en DNV GL, 2014). Deze aspecten, i.e. de beschikbaarheid alsmede de risico's en onzekerheden van biomassa, worden nader beschouwd in Hoofdstuk 5.

²⁵ Zie Hoofdstuk 3 voor een nadere uiteenzetting van de genoemde opties (Secties 3.3 en 3.4).

Een toename in het *opgestelde vermogen* van zon en wind draagt nauwelijks bij aan het veiligstellen van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem aangezien de ‘*capaciteitswaarde*’ van de variabele en onzekere elektriciteitsproductie uit zon en wind – i.e. de bijdrage aan de benodigde, ‘zekere’ capaciteit voor het waarborgen van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem gedurende piektijden – laag is. Kortom, zelfs als de capaciteit van zon en wind fors toeneemt, dient de capaciteit van andere, conventionele installaties grotendeels gehandhaafd te blijven teneinde de voorzieningszekerheid van het systeem te waarborgen.²⁶ De *productie* uit zon en wind kan daarentegen substantieel – of zelfs overvloedig – zijn gedurende vele uren van het jaar. Dit betekent dat de andere installaties hun productie – en daarmee hun gemiddelde bezetting (‘draaiuren’) – moeten reduceren (‘bezettingseffect’; zie Sectie 3.3, in het bijzonder **Tabel 14**).

Zoals besproken in Sectie 3.3 heeft een toenemend aandeel zon en wind, naast het bezettingseffect, nog twee andere, negatieve effecten op het verdienmodel van conventioneel vermogen en daarmee op de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem, i.e. (i) een neerwaarts drukkend effect op de groothandelsprijzen van elektriciteit, en (ii) een toename in de fluctuaties van de groothandelsprijs van elektriciteit waardoor het risico van een investering in opwekkingscapaciteit toeneemt.

Het gevolg van bovengenoemde bezettings- en prijseffecten – ieder afzonderlijk, maar vooral in combinatie – is dat het verdienmodel voor conventionele installaties, binnen het huidige energiesysteem, minder aantrekkelijk – of zelfs onrendabel – wordt (Sectie 3.3).

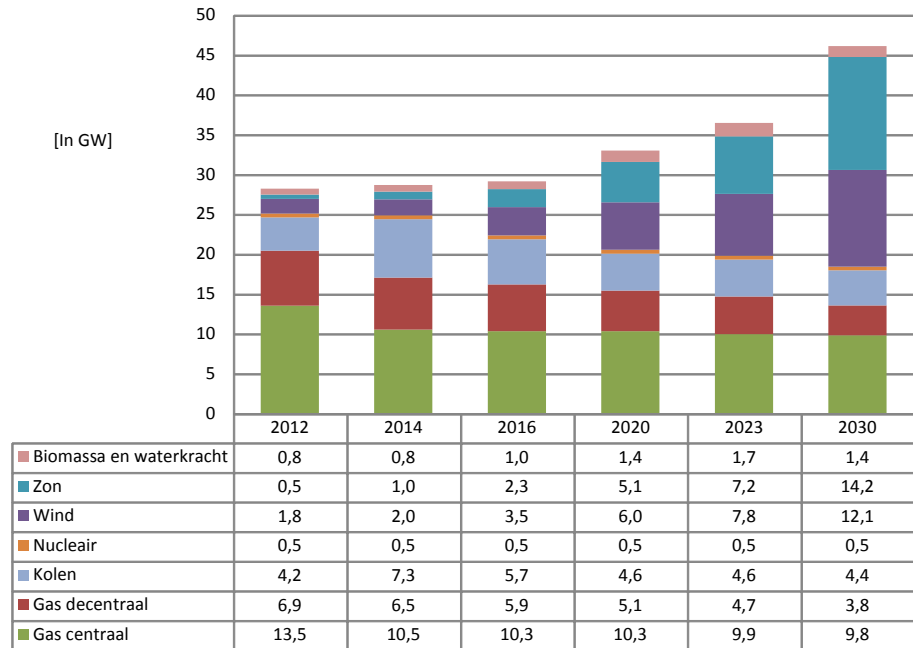
Naast een lagere inzet en productie van conventionele centrales kan dit zelfs leiden tot een definitieve sluiting van deze centrales en het schrappen of uitstellen van investeringen in nieuwe centrales. Voor zover dat inderdaad het geval is en leidt tot een gebrek aan voldoende ‘zekere’ capaciteit om te allen tijde aan de vraag naar elektriciteit te kunnen voldoen, kan gesproken worden van een daadwerkelijk negatief effect op de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem als gevolg van een toenemend aandeel zon en wind.²⁷

Volgens de Nationale Energieverkenning (NEV) 2014 zal het opgesteld elektrisch vermogen van zon en wind in Nederland fors stijgen van 2,4 GW in 2012 tot ruim 26 GW in 2030. Het opgestelde vermogen van elektriciteit uit fossiele bronnen – in het bijzonder van gas centraal en decentraal – neemt echter aanzienlijk af in deze periode, i.e. de capaciteit voor fossiel totaal (gas, kolen) daalt van ongeveer 25 GW in 2012 tot 18 GW in 2030 (**Figuur 19**).

²⁶ Bijvoorbeeld, in een systeem met alleen conventioneel, zon en wind zal op een koude, donkere winterdag, waarop de zon niet schijnt en het windstil is, nog steeds een piekvraag naar elektriciteit gedekt dienen te worden met conventioneel vermogen terwijl deze capaciteitsomvang de rest van het jaar niet wordt gevraagd.

²⁷ Dit effect van zon en wind op de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem is nauw gerelateerd aan het meer algemene ‘missing money problem’ van geliberaliseerde ‘energy-only markets’, i.e. lage elektriciteitsprijzen als gevolg van lage, marginale korte-termijnkosten (OPEX) van zon en wind, resulterend in een gebrek aan een operationeel surplus om de vaste investeringskosten (CAPEX) van een centrale te dekken waardoor er mogelijk een gebrek aan voldoende ‘zekere’ capaciteit ontstaat. Voor zover dit algemene probleem inderdaad bestaat, wordt het versterkt door het negatieve effect van zon en wind op de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem (Sijm, 2014).

Figuur 19: Ontwikkeling opgesteld elektrisch vermogen per energiebron, 2012-2030 (in GW)



Bron: ECN et al. (2014a).

Door de huidige overcapaciteit van fossiel vermogen in Nederland zal de voorziene toename van zon en wind in de elektriciteitsopwekking op korte termijn (2020) naar verwachting niet leiden tot noemenswaardige risico's met betrekking tot de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem (EZ, 2014a). Bij een voortzetting van de huidige trends – meer capaciteit zon en wind; minder vermogen fossiel – nemen op middellange en lange termijn (2030, 2050), zonder nadere maatregelen, de risico's op verstoringen van de voorzieningszekerheid daarentegen toe.

Diverse recente studies, zowel voor Nederland als voor andere landen, laten echter zien dat ook op langere termijn – zelfs bij een hoog, fors groeiend aandeel zon en wind in de elektriciteitsvoorziening – de betrouwbaarheid van het systeem kan worden gewaarborgd (zie, bijvoorbeeld, IEA, 2014; CE Delft en DNV GL, 2014; ECN en DNV GL, 2014, Greenpeace et al., 2013; PBL en ECN, 2011). Hierbij dient benadrukt te worden dat deze (scenario)studies het waarborgen van de betrouwbaarheid van het energiesysteem veelal als randvoorwaarde of uitgangspunt van hun berekeningen nemen en vervolgens analyseren wat er gaat of moet gebeuren om aan deze randvoorwaarde en andere condities of beleidsdoelstellingen te voldoen.

Zoals bovengenoemde studies laten zien, zijn er in beginsel voldoende flexibiliteitsopties aanwezig om de betrouwbaarheid van de energievoorziening veilig te stellen. Om deze opties echter daadwerkelijk te realiseren moet er voor ieder van deze opties aan bepaalde specifieke condities worden voldaan of maatregelen worden getroffen. Kort samengevat zijn de belangrijkste categorieën flexibiliteitsopties voor het waarborgen van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem en de daarbij behorende vereisten voor het daadwerkelijk realiseren van deze opties:²⁸

²⁸ Zie Hoofdstuk 3 voor een nadere bespreking van deze opties.

- *Flexibel conventioneel vermogen.* Deze categorie omvat zowel centraal als decentraal (WKK) vermogen en zowel kernenergie als fossiel vermogen (al dan niet met CCS). Op termijn zal tot op zekere hoogte (min of meer vanzelf) een aanpassing in de structuur van het conventionele, fossiele vermogen plaatsvinden aan de gewijzigde marktomstandigheden als gevolg van een toenemend aandeel zon en wind – i.e. van basislast- naar middenlastinstallaties en van middenlast naar pieklast eenheden – waardoor bij een geringer aantal draaiuren toch sprake is van een adequaat verdienmodel voor de betreffende installaties.²⁹ Een belangrijke conditie hierbij is het bestaan van adequate prijsprikkels, i.e. voldoende hoge elektriciteitsprijzen en voldoende draaiuren – vooral tijdens de pieklast – zodat capaciteitsinvesteringen terugverdiend kunnen worden. Tot op zekere hoogte zal een vrije marktwerking hier zelf zorg voor dragen in de zin dat een toenemende schaarste aan capaciteit tot hogere prijzen zal leiden. Bij een hoog aandeel zon en wind bestaat echter het risico dat het aantal draaiuren van conventionele installaties zo beperkt wordt dat het steeds onzekerder – en zelfs onwaarschijnlijk – wordt dat de investeringskosten van deze installaties worden terugverdiend uit elektriciteitsprijzen gebaseerd op marginale, korte-termijnkosten. In dat geval zou bijvoorbeeld een zekere vorm van capaciteitsvergoeding bij kunnen dragen aan het waarborgen van de benodigde ‘zekere’ capaciteit aan elektrisch vermogen. Hierbij is van belang dat de behoefte en eventuele invoering van een dergelijke capaciteitsvergoeding in samenhang moet worden gezien met de beschikbaarheid van – en interactie met – andere flexibiliteitsopties zoals energieopslag en vraagsturing.
- *Flexibel biomassa vermogen (al dan niet met CCS).* Voor biomassagestookte centrales – inclusief mee- en bijstook – gelden grotendeels dezelfde overwegingen als hierboven genoemd voor conventioneel vermogen: bij een hoog, groeiend aandeel zon en wind speelt het vraagstuk van het beperkt aantal draaiuren en de financiering van de investeringskosten. Bij kleinschalige, decentrale opties voor elektriciteitsproductie uit biomassa is het probleem dat de inzet meestal wordt bepaald door andere factoren dan de (variabiliteit van de) vraag naar elektriciteit: bij verbranding in WKK-installaties is de warmtevraag leidend, bij elektriciteitsproductie uit biogas zal de (vrij constante) biogasproductie leidend zijn.³⁰
- *Vraagrespons*, in het bijzonder om de resterende (piek)vraag naar elektriciteit af te vlakken en te verschuiven naar minder schaarse tijden.³¹ Naast een verdere ontwikkeling en uitrol van de bijbehorende technologie (slimme netwerken, slimme meters en slimme, flexibel oplaadbare gebruiksapparaten) vereist dit ook adequate prijsprikkels, een mogelijke aanpassing van de regelgeving, ICT en data management, acceptatie van de betreffende technologie door de eindgebruikers en een aanpassing van hun gedrag.
- *Opslag van elektriciteit*, zowel centraal als decentraal en zowel tijdelijk, kortstondig als langdurig, seizoensmatig.³² Sommige van deze opties zijn echter erg duur of in

²⁹ Merk op dat als gevolg van het balancerings-effect een vergelijkbare aanpassing in de structuur van het opgestelde (regel- en reserve)vermogen plaatsvindt, i.e. van minder flexibel naar meer flexibel (zoals besproken in de vorige sectie). Kortom, het bezettingseffect en het balancerings-effect begunstigen vergelijkbare technologieën zoals moderne, flexibele gascentrales, in het bijzonder CCGT (IEA, 2014a).

³⁰ Zie tevens Hoofdstuk 5 voor een nadere afweging van de inzet van biomassa in de elektriciteitssector versus andere sectoren (chemie, transport) van de economie.

³¹ Zie Hoofdstuk 3, alsmede de rapportage van Perceel 4 voor een nadere beschouwing van de rol van eindgebruikers in de flexibilisering en integratie van het energiesysteem (Berenschot en CE Delft, 2015).

³² Zie Hoofdstuk 3, alsmede de rapportage van Perceel 2 voor een nadere beschouwing van de rol van energieopslag in de flexibilisering en integratie van het energiesysteem (DNV GL, 2015).

een prematuur stadium. Naast een benodigde kostendaling en een nadere, technische ontwikkeling vereist ook deze categorie voldoende sterke prijsprikkels en waarschijnlijk een aanpassing van de regelgeving en marktordening.

- *Interconnecties en andere infrastructurele faciliteiten*, zoals versterking van de transmissie- en distributienetwerken op zowel nationaal, regionaal als lokaal niveau.³³ Naast een zeer hoge, initiële financiering vereisen deze investeringen veelal een lange voorbereidings-, plannings- en uitvoeringsperiode, maatschappelijk acceptatie en waarschijnlijk een aanpassing – zowel nationaal als internationaal – van de betreffende kostenallocatie, netwerk tarieven en regulering.

Effecten op de belasting van de energienetwerken

Naast bovengenoemde effecten op de balancerings- en voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem heeft een toenemend aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening ook enkele specifieke effecten op de belasting van de energienetwerken – elektriciteit, gas en warmte, vooral op decentraal niveau – en daarmee op de betrouwbaarheid van het energiesysteem. In het kader van de ontwikkeling van een vijftal scenario's voor de Nederlandse energievoorziening in Nederland tot 2030 – zie Sectie 2.3 – heeft CE Delft en DNV GL (2014) een aantal van deze effecten geanalyseerd. Hieronder worden de belangrijkste bevindingen van die studie samengevat voor de drie genoemde energienetwerken, hier en daar aangevuld met observaties uit andere studies.

Elektriciteit

Een beperkt aandeel zon-PV in de lokale elektriciteitsvoorziening (<5%) leidt doorgaans niet tot noemenswaardige problemen in de belasting van het net en kan zelfs resulteren in enige ontlasting van het netwerk doordat opgewekte elektriciteit wordt aangewend voor eigen gebruik en wordt 'gesaldeerd' met de bestaande belasting. Bij hogere aandelen zon-PV (>10%) kunnen er echter, wanneer er geen maatregelen worden getroffen, serieuze problemen ontstaan, in het bijzonder op lokaal niveau. Dit kunnen zowel capaciteits- als spanningskwaliteitsproblemen zijn.³⁴ Maatregelen om deze problemen te ondervangen zijn investeringen in (lokale) opslag van elektriciteit en in (lokale) distributie- en transmissienetwerken. Deze maatregelen impliceren echter veelal hoge investerings- en operationele kosten. Andere maatregelen – die deze kosten aanzienlijk kunnen beperken – zijn vraagsturing, aanpassing van tariefssystemen en beperking ('aftopping') van de piekproductie van zon-PV (CE Delft en DNV GL, 2014).

Wind decentraal (op land) kent vergelijkbare netproblemen als zon-PV. Wind centraal (op land maar vooral op zee) wordt daarentegen vooral geconfronteerd met hoge investerings- en operationele kosten voor de benodigde uitbreiding of versterking van nationale en offshore transmissielijnen. Ook deze kosten kunnen worden gereduceerd door vraagsturing, aanpassing van tariefssystemen en aftopping van piekproductie (zie tevens onderstaande Sectie 4.2).³⁵

³³ Zie Hoofdstuk 3, alsmede de rapportage van Perceel 3 voor een nadere beschouwing van de rol van (hybride) netwerken in de flexibilisering en integratie van het energiesysteem (DNV GL en CE Delft, 2015).

³⁴ Naast capaciteits- en spanningsproblemen kan een toenemend aandeel zon (en wind) ook tot andere technische of kwaliteitsproblemen voor het elektriciteitssysteem leiden (IEA, 2014a; Eli et al., 2014).

³⁵ Merk op dat als gevolg van een verdergaande elektrificatie van de energievoorziening de problemen van een toenemend aandeel zon en wind op de belasting van het elektriciteitsnetwerk zowel kunnen toenemen – bijvoorbeeld een toename in het gebruik van elektrische warmtepompen, resulterend in een toename van de piekvraag naar elektriciteit in de winter – als kunnen afnemen, bijvoorbeeld in het geval van een toename in het gebruik van elektrische auto's die opgeladen kunnen worden gedurende 'overschotten' aan (hernieuwbare) elektriciteit en kunnen dienen als opslag van elektriciteit.

Gas

De toename van hernieuwbare bronnen in de Nederlandse energievoorziening biedt enerzijds nieuwe mogelijkheden (kansen, 'positieve effecten') voor het gassysteem. Naast het fungeren van gas als flexibel reservevermogen voor elektriciteitsopwekking uit zon en wind kan biogas – geproduceerd in de zomer voor gebruik in de winter – worden opgeslagen via de inzet van bestaande netwerken en ondergrondse bergingen. Meer in het algemeen geldt dat er doorgaans meer dan voldoende transport-, opslag- en distributiecapaciteit is om in een dalende (aard)gasmarkt aan de binnenlandse vraag naar capaciteit voor (hernieuwbaar) gas te voldoen (CE Delft en DNV GL, 2014). In die zin vraagt een toename van het aandeel hernieuwbaar gas niet om kostbare investeringen in nieuwe capaciteit van het gasnet.

Anderzijds leidt de toename in het aanbod van biogas tot enkele specifieke problemen (uitdagingen, 'negatieve effecten') voor het gasnetwerk:

- Een van de belangrijkste uitdagingen met de invoeding van biogas in het bestaande netwerk is dat de calorische waarde van biogas veelal afwijkt van de gangbare calorische waarde van het Groningse aardgas. In principe zijn er twee oplossingen voor dit vraagstuk – i.e. conversie van biogas naar de gangbare calorische waarde of aanpassingen aan de kant van de eindverbruikers aan de calorische waarde van biogas – maar beide opties gaan gepaard met significante kosten.
- Een andere kwestie is dat grootschalige biogasproductie 'interregionaal' transport zal vereisen. In de zomerperiode zal biogas vanuit de landbouwgebieden naar de marktcentra en de bergingen getransporteerd moeten worden. Hiertoe zal het huidige uni-directionele systeem moeten worden omgebouwd tot een bi-directioneel systeem wat gepaard gaat met extra kosten (CE Delft en DNV GL, 2014).

Warmte

Warmte leent zich niet voor transport over grote afstanden en derhalve bestaat er voor warmte, in tegenstelling tot bij elektriciteit en aardgas, geen landelijk netwerk.

Warmtelevering is daarmee altijd een lokale of regionale aangelegenheid, waarbij het aanbod moet worden gekoppeld aan de vraag, zowel in geografisch opzicht als in tijd. Vanuit dat perspectief kunnen de volgende knelpunten en andere uitdagingen van de bestaande warmtenetten worden geconstateerd (CE Delft en DNV GL, 2014):

- Het aanbod van warmte past op dit moment lang niet altijd bij de vraag. Grote verschillen zijn dan ook zichtbaar. Zo blijkt dat in de provincie Utrecht bijna het volledige, huidige aanbod van restwarmte gebruikt zou kunnen worden voor warmtelevering aan omliggende woningen. In Groningen bedraagt dit slechts een kwart. Dit komt door de geografische onbalans van vraag en aanbod van warmte.
- Daarnaast is er nog een tijdaspect aan warmtelevering. Zo kan, bijvoorbeeld, relatief veel lage-temperatuur warmte geleverd worden door zonneboilers. Dag-nachtopslag via een buffervat is al wel gebruikelijk maar opslag over meerdere dagen, laat staan seizoensopslag wordt niet toegepast dan wel is niet realistisch.
- Door uitbreiding van het aantal aangesloten partijen is er in beginsel een aanzienlijk potentieel voor de groei van decentrale warmtelevering, met inbegrip van restwarmte en warmte uit hernieuwbare bronnen. Dit vereist echter een uitbreiding van de warmte-infrastructuur – nieuwe leidingen e.d. – wat met aanzienlijke kosten gepaard gaat. Bovendien roept dit de vraag op wie verantwoordelijk wordt voor de infrastructuur, zowel bij de aanleg als het beheer, omdat dit niet standaard is belegd bij een partij (CE Delft en DNV GL, 2014).

Kanttekeningen bij het begrip betrouwbaarheid

Honderd procent betrouwbaarheid van het Nederlandse energiesysteem gedurende alle tijden en op alle niveaus bestaat niet. Er is altijd wel een (klein) risico dat op een bepaald niveau (stadswijk, dorp, regio) en gedurende een bepaalde tijd (minuten, uren, dagen) de elektriciteits- of gasvoorziening wordt verstoord, zoals feitelijk de afgelopen jaren wel eens het geval was in Nederland.

Nagenoeg volledige betrouwbaarheid (*bijna* 100%) blijkt echter mogelijk en haalbaar te zijn, zowel in recente jaren als in de toekomst, zelfs bij een groeiend en fors aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening, zoals diverse (scenario)studies laten zien, i.e. als randvoorwaarde of uitgangspunt voor hun berekeningen en analyses aannemen. Zo is het in beginsel denkbaar om een nagenoeg absolute betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te waarborgen door, bijvoorbeeld, voldoende (eindeloos) te investeren in flexibele gascentrales, transmissielijnen, lokale distributienetwerken, etc. Daar hangt echter wel een prijskaartje aan. In die zin is er altijd sprake van een afweging ('trade-off') tussen de betrouwbaarheid en de betaalbaarheid van het energiesysteem.

De vraag is dan ook niet zozeer of, bij een bepaald aandeel hernieuwbaar, de betrouwbaarheid van het energiesysteem kan worden gewaarborgd maar veeleer wát hebben wij als samenleving – of individu – er voor over om, nu en in de toekomst, een bepaald niveau aan betrouwbaarheid veilig te stellen? Willen we het huidige niveau van nagenoeg absolute betrouwbaarheid behouden – en zijn we dan ook bereid om de prijs ervoor te betalen – of nemen we genoegen met een (iets) lager niveau van betrouwbaarheid, tegen lagere kosten? Of, om het vanuit maatschappelijk kostenperspectief iets anders te stellen: de uitdaging is niet zozeer of, bij een bepaald aandeel hernieuwbaar, de betrouwbaarheid van het energiesysteem op een zeker niveau kan worden gewaarborgd maar veeleer hoe dat niveau veilig gesteld kan worden tegen acceptabele dan wel de laagst mogelijke, maatschappelijke kosten (zie ook onderstaande Sectie 4.2).

Bovenstaand gezichtspunt opent tevens het perspectief om (individuele) eindgebruikers van energie in de (nabije) toekomst enige differentiatie en keuzevrijheid te verschaffen wat betreft de betrouwbaarheid van hun energievoorziening. Op dit moment hebben nagenoeg alle eindverbruikers in deze zin nauwelijks of geen keuzevrijheid en wordt hen een uniforme, nagenoeg absoluut niveau van betrouwbaarheid aangeboden, i.e. levering gedurende alle tijden, onder alle omstandigheden (met uitzondering van enkele grootverbruikers, zoals aluminiumsmelterijen, die contractueel – onder bepaalde omstandigheden, tegen een bepaalde vergoeding – afgeschakeld kunnen worden wat betreft hun elektriciteitsvoorziening). Dankzij de (toekomstige) uitrol van slimme meters, slimme netten en slimme gebruiksapparaten wordt het bieden van differentiatie en keuzemogelijkheden aan eindgebruikers wat betreft de betrouwbaarheid van hun energievoorziening mogelijk. De eindverbruiker kan bijvoorbeeld blijven kiezen voor het huidige, nagenoeg absolute niveau van betrouwbaarheid. Hij of zij kan echter ook kiezen voor een iets lager niveau van betrouwbaarheid, tegen lagere tarieven, bijvoorbeeld doordat gedurende bepaalde, energieschaarse uren van de dag sommige apparaten – accu's, batterijen, wasdrogers, koelkasten, e.d. – niet opgeladen dan wel af- of uitgeschakeld worden.

Bovengenoemde differentiatie qua betrouwbaarheid verhoogt niet alleen het kostenbewustzijn van eindgebruikers wat betreft die betrouwbaarheid, maar via de bijbehorende technologische ontwikkeling – slimme meters, e.d. – creëert het tevens de mogelijkheid tot enige flexibiliteit in het waarborgen van die betrouwbaarheid op zowel individueel als maatschappelijk niveau (en daarmee tot het reduceren van de kosten van die betrouwbaarheid). Het bijbehorende dataverkeer/ITC-management kan daarnaast een belangrijke faciliterende rol spelen, bijvoorbeeld op het gebied van decentraal balanceren, wat de betrouwbaarheid van de energievoorziening ook deels verder kan ‘automatiseren’.

4.2 Effecten op de betaalbaarheid

Deze sectie bespreekt de effecten van een toenemend aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening op de betaalbaarheid – i.e. de kosten – van het energiesysteem. Allereerst analyseren we de resultaten van enkele studies naar deze effecten voor louter het elektriciteitssysteem (in diverse landen, waaronder Nederland) gevolgd door een tweetal recente studies naar deze effecten voor het energiesysteem als geheel.

Schattingen van kosten met betrekking tot de toekomstige energievoorziening hangen in sterke mate af van de aannames die gemaakt worden in de betreffende model- of scenariostudies, in het bijzonder ten aanzien van:

- De verwachte ontwikkeling van de prijzen voor fossiele brandstoffen, biomassa, CO₂-emissies, etc.;
- De verwachte ontwikkeling van de (investerings)kosten voor hernieuwbaar en conventioneel vermogen, in het bijzonder de verwachte ‘leereffecten’ of kostendalingen voor hernieuwbaar;
- De verwachte effecten van energiebesparingsmaatregelen, in het bijzonder of de berekening van de besparingen (baten) stoppen in een bepaald jaar, bijvoorbeeld in 2030 of 2050, of dat ook besparingen die doorlopen na dat jaar worden meegenomen (en, zo ja, tot welk jaar);
- De verwachte ontwikkeling van de groei van de economie, de bevolking, etc.;
- De gehanteerde rente- of discontovoet om toekomstige bedragen te herleiden tot de huidige contante waarde.

Studies maken deze en andere aannames vaak niet expliciet, wat de interpretatie en onderlinge vergelijking van de kostenschattingen zeer lastig maakt. Ook is vaak niet duidelijk hoe gevoelig de uitkomsten van bepaalde schattingen zijn voor gemaakte aannames. Bovendien hanteren verschillende studies vaak verschillende kostendefinities of gebruiken verschillende databronnen.

Daarnaast verschillen de studies onderling sterk wat betreft de reikwijdte van de gemaakte kostenschattingen. Deze verschillen betreffen bijvoorbeeld kosten voor het energiesysteem als geheel versus louter voor het elektriciteits- of gassysteem, totale systeemkosten versus alleen productie- of transmissiekosten, of absolute kosten van een bepaald scenario versus additionele kosten (ten opzichte van een business-as-usual scenario).

Tenslotte maken studies vaak kostenschattingen vanuit een verschillende doelstelling of oogmerk, i.e. sommige studies schatten bijvoorbeeld de kosten van het realiseren van een bepaald niveau hernieuwbaar in de energievoorziening, terwijl andere studies zich richten op een kostenschatting van het bereiken van een CO₂-reductiedoelstelling waarbij hernieuwbaar slechts een van de vele opties is om die doelstelling te bewerkstelligen.

Kortom, *alle* kostenschattingen met betrekking tot de energievoorziening – ook degene die hieronder worden gepresenteerd – dienen met de nodige voorzichtigheid en kritische instelling te worden geïnterpreteerd.

4.2.1 Kostenschattingen voor het elektriciteitssysteem

Recente, betrouwbare schattingen van de effecten van een toenemend aandeel hernieuwbaar in de elektriciteitsvoorziening in Nederland op de betaalbaarheid (kosten) van het systeem zijn beperkt beschikbaar. Naast beschikbare gegevens voor Nederland richten we ons derhalve ook op enkele relevante bevindingen uit vergelijkbare landen.

Opwekkingskosten (LCOE)

De totale kosten van het elektriciteitssysteem kunnen ruwweg worden onderscheiden in productie- of opwekkingskosten en integratiekosten, i.e. de kosten van de integratie – of inpassing – in het energiesysteem, zoals salderingskosten, transport- en distributiekosten, e.d. (zie hieronder). De productiekosten van elektriciteit omvatten zowel de investerings- als operationele kosten (CAPEX en OPEX) en worden doorgaans bepaald met de zogenaamde LCOE benadering, waarbij LCOE staat voor '*levelised costs of electricity*'. Dit is de huidige contante waarde van alle vaste en variabele kosten van een generieke opwekkingsinstallatie, bijvoorbeeld een kolencentrale, gedurende de gehele levensduur van die installatie – inclusief de kosten van investeringen, brandstof, onderhoud, etc. – gedeeld door de hoeveelheid elektriciteit die de installatie voortbrengt tijdens zijn levensduur, uitgedrukt in, bijvoorbeeld, €/MWh.

Productiekosten van elektriciteit verschillen per technologie, afhankelijk van de betreffende brandstofprijzen, investeringskosten, e.d. De opwekkingskosten van hernieuwbare, recentelijk ontwikkelde technologieën zijn op dit moment veelal hoger dan die van gevestigde, conventionele technologieën. Zo schat ECN et al. (2012) de LCOE voor een kerncentrale op gemiddeld 66 €/MWh, voor een poederkoolcentrale op 79 €/MWh, voor biomassa met meestook op 100 €/MWh, voor wind op zee op 111 €/MWh en voor zon-PV op gemiddeld 155 €/MWh.³⁶ Om de huidige, hoge opwekkingskosten van de hernieuwbare technologieën te reduceren voor private partijen – en daarmee de concurrentiepositie, ontwikkeling en inzet van deze technologieën in de elektriciteitsvoorziening te bevorderen – verlenen landen als Nederland (tijdelijke) subsidies voor exploitatie van deze technologieën.

³⁶ Het gaat hier om het rekenkundig gemiddelde van de laagste en hoogste kostenschatting per technologie. Merk op dat zon-PV weliswaar duur is in termen van opwekkingskosten maar op huishoudniveau desalniettemin aantrekkelijk is vanwege de afwezigheid van netwerkkosten en de saldering van eigen productie en verbruik tegen de elektriciteitsprijs voor consumenten die veelal hoger ligt dan de gemiddelde PV-kosten per MWh. Bovendien zijn de kosten van zon-PV de laatste paar jaar (sinds 2012) flink gedaald. Zo meldt Fraunhofer ISE (2013) voor zon-PV in Duitsland een LCOE van 110 €/MWh gedurende het derde kwartaal van 2013.

Door de stimulering, ontwikkeling en toenemende penetratie van hernieuwbare technologieën als zon en wind zullen de opwekkingskosten van deze technologieën in de toekomst naar verwachting gaan dalen (leereffecten). Bijvoorbeeld, in het duurzame energiescenario van Greenpeace et al. – zie Sectie 2.4 – wordt verwacht dat de meeste hernieuwbare opwekkingstechnologieën hun investeringskosten met circa 30-60% kunnen verminderen ten opzichte van het huidige niveau tegen de tijd dat ze hun volle wasdom hebben bereikt (veelal pas na 2040). Dientengevolge zullen de opwekkingskosten van deze technologieën – inclusief zon, wind, biomassa, geothermie, e.d. – naar verwachting convergeren van de huidige range van 70 tot 290 €/MWh naar 50 tot 100 €/MWh in 2040-2050 (Greenpeace et al., 2013).

Integratiekosten

Zoals opgemerkt bestaan de totale kosten van het elektriciteitssysteem naast de opwekkingskosten uit integratie- of inpassingskosten van elektriciteit in het systeem. Deze kosten zijn met name van belang voor de integratie van elektriciteit uit variabele, hernieuwbare bronnen als zon en wind (NEA, 2012). In navolging van de drie effecten van een toenemend aandeel zon en wind op de betrouwbaarheid van het energiesysteem (Sectie 4.1) kunnen de daaraan gerelateerde integratiekosten worden onderscheiden in de volgende drie categorieën:

1. *Balanceringskosten*; kosten voor het (korte-termijn) balanceren van het elektriciteitssysteem, bijvoorbeeld het opereren van meer regel- en reservevermogen, met inbegrip van meer flexibele conventionele installaties, etc.
2. *Voorzieningszekerheidskosten* ('system adequacy cost'); de 'back-up' kosten voor het waarborgen van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem.
3. *Netwerkgerelateerde kosten*; kosten voor het uitbreiden en versterken van het transmissie- en distributienetwerk als gevolg van de toename van het aandeel zon en wind.

Tabel 16 geeft een samenvattend overzicht van schattingen in diverse studies van de integratiekosten van zon en wind in diverse landen, waaronder Duitsland, Frankrijk en Groot-Brittannië. Deze tabel toont, onder andere, de volgende bevindingen:

- De inzet van zon en wind in de elektriciteitsvoorziening veroorzaakt significante integratiekosten, in het bijzonder bij hogere aandelen (>10%). Bij een aandeel van 10-30% variëren deze kosten van 10-30 €/MWh voor wind en van 25-50 €/MWh voor zon. Als percentage van hun productiekosten (LCOE) komen deze bedragen overeen met circa 15-40% voor wind en 15-35% voor zon. Daarmee zijn de totale integratiekosten van zon en wind aanzienlijk hoger dan de vergelijkbare kosten voor conventionele technologieën als kolen, gas en kernenergie waarvoor de schattingen uiteenlopen van 0,35 €/MWh voor gas tot 1,7 €/MWh voor kernenergie (NEA, 2012). Dit vindt zijn oorzaak deels in het feit dat het huidige elektriciteitssysteem en infrastructuur van oudsher is ingericht naar conventionele voorziening. De integratiekosten van zon en wind hebben dus deels het karakter van 'transitie-investeringen' en zullen naar verwachting over de tijd dalen (zie hieronder).
- Balanceringskosten zijn veelal het laagste onderdeel van de totale integratiekosten van zon en wind, variërend van 1-6 €/MWh, i.e. 5-15% van de totale kosten. De grootste component bestaat uit hetzij 'back-up' kosten hetzij netwerkgerelateerde kosten, afhankelijk van de locatie-specifieke situatie of aannames in de studies (bijvoorbeeld wel of geen voldoende, resterende ruimte voor de belasting van het bestaande net).

Tabel 16: Samenvattend overzicht van schattingen in diverse studies van de integratiekosten van elektriciteit uit zon en wind

Technologie	Wind		Zon	
Bron	NEA (2012) ^a	Andere studies	NEA (2012) ^a	Pudjianto et al. (2013)
Penetratieniveau	10-30%	Diverse	10-30%	2-18%
	In €/MWh _{zon/wind}			
Balanceringskosten	3-6	1-5 ^b	3-6	0,5-1,0
Netgerelateerde kosten	6-17	1-8 ^c	14-26	10-12
Back-up kosten	5-6	7-12 ^d	15-16	14-16
Totale integratiekosten	13-29	9-25	32-48	25-28
	In % van totale integratiekosten			
Balanceringskosten	15-20	10-20	10-15	0-5
Netgerelateerde kosten	45-65	10-30	45-55	40-45
Back-up kosten	20-35	50-80	35-45	50-60
Totale integratiekosten	100	100	100	100
	In % van totale productiekosten (LCOE) ^e			
Totale integratiekosten	20-40	15-35	20-35	15-20

- a) Gegevens hebben betrekking op drie geselecteerde landen, i.e. Duitsland, Frankrijk en Groot-Brittannië.
 b) Holttinen et al. (2013); penetratieniveau: tot en met 30%.
 c) Diverse studies; penetratieniveau: tot en met 60%.
 d) IEA (2014); penetratieniveau: 10-40%.
 e) Gebaseerd op de aanname van een gemiddelde LCOE van 70 €/MWh voor wind en 140 €/MWh voor zon.

Bron: Sijm (2014).

Een andere belangrijke bevinding uit een vergelijking van diverse studies is dat naarmate het aandeel van zon en wind in de elektriciteitsproductie toeneemt de integratiekosten per MWh stijgen. Bij lage penetratieniveaus (1-3%) zijn deze kosten laag en soms zelfs negatief (i.e. baten), in het bijzonder voor elektriciteit uit zon. Bij hogere niveaus (5-10%) echter worden deze kosten substantieel en vertonen de neiging scherp te stijgen. Bij veel hogere penetratiegraden (>20%) lijkt deze stijging van de integratiekosten geleidelijk af te vlakken (Sijm, 2014).

Systeemkosten op lange termijn

De meeste studies, waarop **Tabel 16** en bovenstaande beschouwingen zijn gebaseerd, betreffen doorgaans schattingen van integratiekosten van zon en wind op de korte termijn, i.e. zonder allerlei mogelijke aanpassingen van het elektriciteitssysteem op de middellange en lange termijn. Een recente studie van de IEA laat zien dat deze kosten aanzienlijk lager uitvallen op de lange termijn, i.e. nadat allerlei aanpassingen in het systeem hebben plaatsgevonden (IEA, 2014).

In het kader van bovengenoemde studie analyseerde de IEA enkele extreme en puur hypothetische situaties met behulp van een model test systeem. In de zogenaamde 'Base case', met 0% zon en wind, worden de totale systeemkosten (opwekking + integratie) geschat op, gemiddeld, 60 €/MWh. In de zogenaamde 'Legacy case', waarin

eensklaps een aandeel van 15% zon-PV en 30% wind op zee in de jaarlijkse elektriciteitsproductie wordt ingebracht, vinden geen aanpassingen van het systeem plaats met uitzondering van een navenante afname van de elektriciteitsopwekking uit het resterende deel van het systeem. In deze situatie stijgen de totale systeemkosten met 23 €/MWh van 60 naar 83 €/MWh, i.e. een stijging van ongeveer 40%. Deze stijging is het resultaat van drie factoren (IEA, 2014a):³⁷

- Additionele opwekkingskosten (LCOE) van zon en wind;
- Additionele netwerkkosten van zon en wind;
- Beperkte vermeden kosten in het resterende systeem aangezien zon en wind louter operationele besparingen opleveren in de vorm van brandstof- en CO₂-kostreducties (maar geen besparingen in capaciteitskosten).

In de zogenaamde ‘*Transformation case*’ heeft een volledige, lange-termijn aanpassing van het elektriciteitssysteem plaatsgevonden als gevolg van de inzet van 15% zon en 30% wind in de elektriciteitsopwekking. Deze transformatie omvat een brede reeks van opties zoals een structurele aanpassing van de conventionele brandstofmix (i.e. meer flexibele middenlast en pieklasteenheden), een systeemvriendelijk inzet van zon- en windinstallaties (inclusief aftopping van productie), een aangepast netwerk, verbeterde systeem- en marktoperaties, en investeringen in andere, additionele flexibiliteitsopties (zie Hoofdstuk 3).

De modelberekeningen van de IEA laten zien dat de kosten in de ‘*Transformation case*’, i.e. 45% zon en wind met volledige aanpassing van het systeem, de totale systeemkosten stijgen met slechts 8 €/MWh, i.e. een stijging van circa 15% ten opzichte van de ‘*Base case*’ (0% zon en wind). Kortom, systeemtransformatie of –integratie met behulp van allerlei flexibiliteitsopties en andere systeemaanpassingen leidt op langere termijn tot een aanzienlijk lagere stijging van de systeemkosten als gevolg van de inpassing van hoge aandelen zon en wind.³⁸

Hoge aandelen zon en wind zouden op lange termijn zelfs gepaard kunnen gaan met nauwelijks of geen additionele systeemkosten (IEA, 2014a). In de modelanalyses van de IEA wordt verondersteld dat zowel de opwekkingskosten voor zon en wind als de prijs voor de aankoop van CO₂-emissierechten constant blijven. Toekomstige opwekkingskosten zullen echter waarschijnlijk lager zijn (door de leereffecten van zon en wind), terwijl de CO₂-emissiekosten mogelijk hoger zijn dan het veronderstelde niveau van 21 €/CO₂.³⁹

Een recente studie van Alliander (2013) laat vergelijkbare kostenreducties voor investeringen in het distributienet van Nederland zien als gevolg van het introduceren van flexibiliteitsopties en andere aanpassingen in dat netwerk. In het zogenaamde ‘*Extreme energy transition scenario*’ stijgen de kosten voor investeringen in het distributienet met 90-142% wanneer de benodigde netwerkinvesteringen op de oude,

³⁷ De additionele balanceringskosten van meer flexibele operaties van bestaande opwekkingseenheden zijn geen belangrijk onderdeel van de totale gestegen kosten.

³⁸ Vergelijkbare kostenreducties dankzij systeemaanpassing in de loop van de tijd worden gerapporteerd door Ueckerdt et al. (2014) en Pudjianto et al. (2014).

³⁹ Een daling van de opwekkingskosten van zon en wind van 30-40% zou de totale systeemkosten van de ‘*Transformation case*’ gelijk stellen aan die van de ‘*Base case*’ (IEA, 2014a).

gangbare wijze worden uitgevoerd.⁴⁰ Als deze investeringen echter gepaard gaan met allerlei systeemaanpassingen en flexibiliteitsopties om pieken in de vraag naar elektriciteit af te vlakken – zoals netwerkautomatisering, tariefdifferentiatie, slimme meters en slimme dienstverlening – dan stijgen deze kosten met 8-110% (Alliander, 2013).

Tenslotte, in het lange-termijns scenario 'Energy [r]evolution' voor Nederland – met 87% CO₂-reductie in 2050, ten opzichte van 1990; zie Sectie 2.4 – wordt zelfs verwacht dat de opwekkingskosten van elektriciteit in 2050 zullen afnemen met 45 €/MWh ten opzichte van het Referentiescenario (na een lichte stijging van deze kosten van 2 €/MWh tot 2020). Dit is het gevolg van de veronderstelde stijging van de prijzen voor brandstoffen en CO₂-emissies en de lagere CO₂-intensiteit van de elektriciteitsopwekking in het Energy [r]evolution scenario (Greenpeace et al., 2013).

4.2.2 Kostenschattingen voor het gehele energiesysteem

In deze paragraaf bespreken we kostenschattingen voor het energiesysteem als geheel aan de hand van twee recente scenariostudies over de toekomstige energievoorziening in Nederland. Die studies zijn:

- *Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030* van CE Delft en DNV GL (2014), zoals besproken in Sectie 2.3;
- *The role of power-to-gas in the future Dutch energy system* van ECN en DNV GL (2014), zoals besproken in Sectie 3.3.

De scenariostudie van CE Delft en DNV GL (2014)

Tabel 17 geeft een samenvattend overzicht van de kosten van de energiescenario's voor Nederland (tot 2030), ontwikkeld door CE Delft en DNV GL (2014) en besproken in Sectie 2.3. Voor alle schattingen geldt dat de kosten en baten zijn berekend in de loop van de tijd tot 2030 en netto contant zijn gemaakt naar 2012 met een discontovoet van 5,5% (CE Delft en DNV GL, 2014).

Tabel 17: Kosten van de energiescenario's ontwikkeld door CE Delft en DNV GL (2014) over de periode 2012-2030 (in mld. €)

	BAU	A	B	C	D	E
Netto contante kosten						
Zonder uitloop	638	634	658	656	720	798
Met uitloop	900	881	923	895	937	1047
Meerkosten						
Zonder uitloop	0	-3	21	18	83	161
Met uitloop	0	-19	23	-5	37	146

Bron: CE Delft en DNV GL (2014).

De bovenste helft van **Tabel 17** presenteert de totale netto contante kosten van zowel de BAU als de vijf alternatieve scenario's over de periode 2012-2030. Dit zijn de totale

⁴⁰ Dit extreme transitie scenario legt een sterke nadruk op duurzaamheid, waarin alle auto's elektrisch worden aangedreven, alle huishoudens gebruik maken van warmtepompen, 50% van de daken is uitgerust met zon-PV en consumenten hun gedrag radicaal hebben aangepast. In dit scenario stijgt de piekvraag naar elektriciteit tot 2030 met circa 300%.

netto contante kosten voor de opwekking van elektriciteit en gas, transport- en distributie, CO₂-emissies, motorbrandstoffen, energiebesparingsmaatregelen, etc. Het onderscheid tussen netto contante kosten 'zonder uitloop' en kosten 'met uitloop' heeft betrekking op de uitloop van baten van besparingsmaatregelen. In de benadering 'zonder uitloop' worden baten van uitgevoerde investeringen gedurende een bepaalde periode (bijvoorbeeld tot 2030) na 2030 níét meegenomen in de berekening, terwijl deze baten in de benadering 'met uitloop' wél worden meegenomen (tot 2050).

De onderste helft van **Tabel 17** presenteert de meerkosten van de vijf alternatieve scenario's ten opzichte van de netto contante kosten van het BAU scenario. Daaruit blijkt dat de meerkosten, zowel met als zonder uitloop, positief zijn in de scenario's B, D en E en negatief (baten) in scenario A (dankzij de forse energiebesparing in dit scenario). Alleen in scenario C vindt een omslag plaats van positieve netto kosten zonder uitloop naar negatieve netto kosten met uitloop (baten) dankzij de doorloop van energiebesparingsmaatregelen na 2030.

Tabel 17 laat zien dat de totale meerkosten van de vijf alternatieve energiescenario's over de periode 2012-2030 variëren van € -19 miljard (baten) in scenario A (met uitloop) tot € 161 miljard in scenario E (zonder uitloop). Dit is een variatie van -2,1% tot +25% ten opzichte van het BAU scenario.

Scenario E (100% hernieuwbaar; 100 % CO₂-reductie) heeft in totaal de hoogste meerkosten (€ 146-161 miljard) en komt uit op een kostenstijging ten opzichte van het BAU scenario van 16-25%. Dit wordt mede veroorzaakt door hoge kosten voor energieopslag, productie van waterstof en het grote vermogen aan zon-PV en andere, hernieuwbare bronnen. Naast grote afschrijvingen bij het transport, i.e. vroegtijdige vervanging van transportmiddelen, zorgt de snelheid van verandering in scenario E ook voor hoge kosten doordat installaties omgebouwd of afgebroken moeten worden voordat de levensduur is beëindigd (CE Delft en DNV GL, 2014).

De kosten van scenario E hangen mede af van de vraag of aftopping van zonne-energie al dan niet wordt meegenomen als een van de flexibiliteitsopties van het elektriciteitssysteem. Zo dalen de gemiddelde jaarkosten van scenario E met circa € 3 miljard als overschotten van zonne-energie worden afgetopt. De kosten voor opslag en netten nemen af, waarbij opslag de grootste bijdrage levert. De brandstofkosten nemen toe omdat een deel hernieuwbare energieproductie wegvalt. Het totaalbeeld echter vertoont een positief saldo. Dit geeft aan dat het vanuit maatschappelijk perspectief goed kan zijn om aftopping mee te wegen in het palet aan flexibiliteitsopties voor een betaalbare energievoorziening (CE Delft en DNV GL, 2014).

Opgemerkt dient te worden dat de meerkosten in **Tabel 17** niet alleen de additionele kosten weergeven van de toename van het aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening maar ook van andere veranderingen (energiebesparing, inzet CCS, meer kernenergie, e.d.) teneinde de kenmerken van de betreffende eindbeelden te bereiken (zie **Tabel 6**, Sectie 2.3). Kortom, de meerkosten in **Tabel 17** kunnen niet louter op het conto worden geschreven van een toename van het aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening.

De P2G studie van ECN en DNV GL (2014)

Bovenstaande opmerking geldt ook voor **Tabel 18** dat kostenschattingen voor het Nederlandse energiesysteem als geheel presenteert die ontleend zijn aan de recente power-to-gas studie van ECN en DNV GL (2014). Meer in het bijzonder geeft **Tabel 18** kostenschattingen van de twee scenario's van deze studie die besproken zijn in Sectie 3.3, i.e. het -50% CO₂-scenario en het -85% CO₂-scenario.

Tabel 18: Kosten van energiescenario's ontwikkeld door ECN en DNV GL (2014) in het kader van de power-to-gas studie

	Eenheid	Scenario's	
CO ₂ -emissieniveau in 2050	MtCO ₂ /jaar	110	30
CO ₂ -reductie in 2050 ten opzichte van 1990	%	50	85
Totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem	Mld. €	55	65

Bron: ECN en DNV GL (2014).

Het -50% scenario resulteert in een CO₂-emissie van 110 MtCO₂ in 2050 en het -85% scenario in 30 MtCO₂. De totale jaarlijkse kosten van het energiesysteem in deze twee scenario's bedragen, respectievelijk, € 55 miljard en € 65 miljard. Dit impliceert dat de *additionele* reductie van 80 MtCO₂ in het -85% scenario, ten opzichte van het -50% scenario resulteert in een toename van de totale systeemkosten met circa € 10 miljard, of gemiddeld ongeveer 125 €/tCO₂.

Hierbij moet echter worden bedacht dat deze kosten gelden voor additionele reducties *nadat* er al 50% van de CO₂-emissies zijn gereduceerd en dat de kosten van de eerste 50% CO₂-reductie vele malen goedkoper zijn.⁴¹ Daarnaast moet bedacht worden dat bovengenoemde kosten afhangen van de kenmerken van de betreffende scenario's, i.e. de achterliggende aannames in het algemeen – zoals besproken in het begin van onderhavige Sectie 4.2 – alsmede de specifieke aannames en keuzen ten aanzien van het pakket aan CO₂-reductieopties en randvoorwaarden in deze scenario's.

4.3 Samenvatting

Implicaties voor de betrouwbaarheid van het energiesysteem

Elektriciteitsproductie uit *intermitterende*, hernieuwbare bronnen – zoals zon en wind – is zowel variabel als onzeker, in tegenstelling tot stroomopwekking uit conventionele bronnen die zeker en controleerbaar is. Dit betekent dat een toename van het aandeel zon en wind in het elektriciteitssysteem, zonder verdere maatregelen, in principe de betrouwbaarheid van het systeem zou verminderen, in het bijzonder de waarborging van de systeembalans op zowel de korte termijn (balancing van het systeem) als op de langere termijn, i.e. het beantwoorden van de piekvraag onder alle omstandigheden en gedurende alle perioden van het jaar ('system adequacy' of 'voorzieningszekerheid' van het systeem). Daarnaast kan een toename van *decentrale*, hernieuwbare bronnen als zon-PV en biogas leiden lokale of regionale netwerkproblemen zoals congestie van

⁴¹ In ieder geval lager dan de marginale (schaduw)prijs van CO₂ die in het 50%-scenario 37 €/tCO₂ bedraagt (ECN en DNV GL, 2014).

het transport- en distributienetwerk, spanningskwaliteitsproblemen, of een onbalans van vraag en aanbod in termen van plaats (geografische locatie), tijd en kwaliteit (biogas).

Het mogelijk ongunstige effect van een toenemend aandeel zon en wind op de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem vloeit voort uit een combinatie van twee factoren. Enerzijds voegt een toename van het opgestelde vermogen (*capaciteit*) zon en wind weinig toe aan het ‘zekere’ vermogen voor het waarborgen van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem, in het bijzonder om aan de piekvraag naar elektriciteit te kunnen voldoen gedurende alle tijden en omstandigheden van het jaar (ook als zon en wind weinig tot niet actief zijn). Er dient dus voldoende andere, conventionele reservecapaciteit beschikbaar te zijn om het beantwoorden van deze piekvraag te kunnen waarborgen.

Anderzijds heeft een toenemende *productie* van elektriciteit uit zon en wind enkele negatieve effecten op het verdienmodel van conventioneel vermogen (zoals besproken in bovenstaande Sectie 3). Dit kan er, zoals gezegd, toe leiden dat bestaand vermogen wordt gesloten en niet meer in nieuwe conventionele capaciteit wordt geïnvesteerd waardoor, zonder nadere maatregelen, de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem wordt gereduceerd.

Op de korte termijn (2017-2020), i.e. bij een relatief beperkt aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking, is er naar verwachting voldoende regel- en reservevermogen in Nederland om de systeembalans van de elektriciteitsvoorziening veilig te stellen. Voor de middellange en lange termijn (2030-2050) laten diverse studies – voor Nederland en/of andere landen – zien dat ook bij hoge aandelen hernieuwbaar (in het bijzonder zon en wind) de betrouwbaarheid van de energie/elektriciteitsvoorziening kan worden gewaarborgd. Dat wil zeggen, deze studies nemen het waarborgen van de energie/elektriciteitsvoorziening als randvoorwaarde of uitgangspunt voor hun analyses en laten vervolgens zien welke maatregelen zijn of (moeten) worden getroffen om aan die randvoorwaarde te voldoen. Die maatregelen betreffen het realiseren van een scala aan mogelijke flexibiliteitsopties zoals meer flexibel conventioneel vermogen (al dan niet met CCS), meer flexibel hernieuwbaar vermogen (inclusief aftopping van hernieuwbare energieproductie), energieopslag, vraagsturing, uitbreiding en versterking van infrastructurele netwerken, en verbetering van markt- en systeemoperaties. Voor het daadwerkelijk realiseren van deze opties dient echter aan de nodige condities en vereisten te worden voldaan waaronder adequate prijsprikkels en kostenallocaties; geschikte marktordening en tariefregulering; nieuwe verdienmodellen voor flexibel conventioneel vermogen en andere flexibiliteitsopties; en voldoende investeringen in onderzoek en ontwikkeling (energieopslag), interconnecties, transmissie- en distributienetwerken, slimme meters, dataverkeer en ICT management.

Het conventionele vermogen speelt een belangrijke rol in het waarborgen van de betrouwbaarheid en flexibiliteit van het elektriciteitssysteem, zowel op de korte termijn als – naar alle waarschijnlijkheid – op de lange termijn. Het is daarom van belang dat er voldoende zicht ontstaat op het toekomstige verdienmodel van deze centrales. Een belangrijke conditie hierbij is het bestaan van adequate prijsprikkels, i.e. voldoende hoge elektriciteitsprijzen over voldoende uren per jaar – vooral tijdens de pieklast – zodat investeringen terugverdiend kunnen worden. In beginsel kan de huidige

marktordening hier zelf zorg voor dragen in de zin dat een toenemende schaarste aan capaciteit tot hogere prijzen zal leiden.

Bij een hoog aandeel zon en wind bestaat echter het risico dat het aantal draaiuren van conventionele installaties zo beperkt wordt dat het steeds onzekerder wordt of de investeringskosten van deze installaties zullen worden terugverdiend uit elektriciteitsprijzen gebaseerd op marginale, korte-termijnkosten. Dit geldt in het bijzonder voor conventionele centrales uitgerust met CCS. Het is daarom van belang om nader te onderzoeken hoe een toekomstig verdienmodel voor conventioneel vermogen er uit kan zien – zowel zonder als met CCS – teneinde de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te waarborgen bij een hoog aandeel zon en wind. Dit verdienmodel moet in samenhang worden gezien met de beschikbaarheid van – en interactie met – andere flexibiliteitsopties zoals energieopslag en vraagsturing.

Implicaties voor de betaalbaarheid van het energiesysteem

Een toename van het aandeel hernieuwbaar leidt op korte termijn tot hogere kosten van het energiesysteem, in het bijzonder van het elektriciteitssysteem. Dit komt doordat zowel de totale productie- of opwekkingskosten (LCOE) – i.e. de totale investeringskosten (CAPEX) en operationele kosten (OPEX) – als de totale integratie- of inpassingskosten per eenheid product voor energie uit hernieuwbare bronnen doorgaans aanzienlijk hoger zijn dan uit conventionele bronnen. Dat is dan ook de reden dat energie uit hernieuwbare bronnen veelal wordt gesubsidieerd teneinde de technisch-economische ontwikkeling en marktinzet van deze bronnen te bevorderen ('leereffecten'). Door de resulterende kostendalingen van deze leereffecten kan hernieuwbare energie op termijn – bij volle wasdom – net zo duur, of zelfs goedkoper, worden dan conventionele energie.

De huidige integratiekosten van hernieuwbare energie zijn vooral relatief hoog voor elektriciteit opgewekt uit variabele bronnen. Meer in het bijzonder bestaan de integratiekosten van zon en wind op de korte termijn vooral uit additionele kosten voor (i) waarborging van de voorzieningszekerheid van het elektriciteitssysteem, en (ii) uitbreiding en versterking van het net, en – in mindere mate – voor (iii) balancering van het systeem. Een vergelijking van diverse – internationale – studies wijst uit dat, bij een aandeel van 10-30%, de totale integratiekosten variëren van 10-30 €/MWh voor wind en van 25-50 €/MWh voor zon. Als percentage van hun totale productiekosten (LCOE) komen deze bedragen overeen met circa 15-40% voor wind en 15-35% voor zon. Daarmee zijn de totale integratiekosten van zon en wind aanzienlijk hoger dan de vergelijkbare kosten voor conventionele technologieën. Dit vindt zijn oorzaak deels in het feit dat het huidige elektriciteitssysteem van oudsher is ingericht naar conventionele voorziening. De integratiekosten van zon en wind hebben dus deels het karakter van 'transitie-investeringen'.

Een recente studie van de IEA (2014a) laat zien dat deze integratiekosten voor zon en wind aanzienlijk lager uitvallen op de lange termijn, i.e. nadat allerlei aanpassingen in het systeem hebben plaatsgevonden. Meer in het bijzonder laat de IEA studie zien dat, in een hypothetische modelsituatie met 15% zon-PV en 30% wind, de totale systeemkosten (i.e. productie- en integratiekosten) voor de opwekking en levering van elektriciteit met 40% stijgen ten opzichte van de uitgangssituatie (0% zon en wind). Dit is een kostenstijging op de korte termijn, i.e. er vinden geen aanpassingen van het

systeem plaats met uitzondering van een navenante afname van de elektriciteitsopwekking uit het resterende deel van het systeem.

Op lange termijn, i.e. na een volledige aanpassing – ‘transformatie’ – van het systeem, is deze kostenstijging echter veel geringer, i.e. circa 15%. Deze transformatie omvat een brede reeks van opties zoals een structurele aanpassing van de conventionele brandstofmix (i.e. meer flexibele middenlast- en pieklasteenheden), een systeemvriendelijk inzet van zon- en windinstallaties (inclusief aftopping van productie), een aangepast netwerk, verbeterde systeem- en marktoperaties, en investeringen in andere, additionele flexibiliteitsopties.

Benadrukt dient te worden dat de eventueel hogere maatschappelijk kosten voor hernieuwbaar (in het bijzonder op de korte termijn, maar eventueel – zij het minder hoog – ook op de langere termijn) afgezet moeten worden tegenover de maatschappelijk *baten* van een toenemend aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening, in het bijzonder het vermijden van de *externe* kosten van fossiele energiebronnen zoals de kosten van klimaatverandering en andere vormen van milieuvervuiling (die de uiteindelijke rechtvaardiging vormen voor de transitie van fossiele naar hernieuwbare energiebronnen). Diverse studies laten zien dat, afhankelijk van de kostprijs van een ton CO₂ – of andere eenheid milieuvervuiling – de maatschappelijke kosten van hernieuwbaar veelal lager liggen dan van fossiele bronnen als alle externe kosten van deze bronnen op een adequate wijze worden meegenomen.

5

De rol van biomassa in de verduurzaming en integratie van het energiesysteem

De rol van biomassa bij systeemintegratie wordt in dit hoofdstuk op twee niveaus uitgewerkt:

- In de eerste plaats spelen er vragen bij de integratie van biomassa in de *energie- en materialenhuishouding als geheel*. Deze vragen gaan verder dan bij zon en wind, omdat deze opties alleen aangrijpen op de elektriciteitssector, waar biomassa een grotere diversiteit aan toepassingsmogelijkheden heeft.
- Ook in het licht van hernieuwbare energie en integratie in het *elektriciteitsysteem* speelt biomassa een fundamenteel andere rol dan wind en zon. Waar de laatste opties door hun intermitterende karakter zorgen voor behoefte aan extra flexibiliteit kan elektriciteit uit biomassa juist een deel van die flexibiliteit leveren.

Op beide niveaus spelen twee algemene vragen waar we in de eerste secties op ingaan: de mogelijke rol van biomassa in de Nederlandse energiehuishouding op korte en lange termijn (Sectie 5.1), en de belangrijkste onzekerheden en barrières hierbij (Sectie 5.2). Vervolgens gaan we in op de integratie- en flexibiliteitsissues rond biomassa in de energie- en materialenhuishouding als geheel (Sectie 5.3) en die in de elektriciteitshuishouding in het bijzonder (Sectie 5.4). Tenslotte verschaft Sectie 5.5 een samenvatting van de belangrijkste bevindingen van dit hoofdstuk.

5.1 Mogelijke rol van biomassa in de Nederlandse energiehuishouding op korte en lange termijn

Biomassa: veelzijdig en nodig

Biomassa onderscheidt zich van de meeste andere hernieuwbare opties in zijn veelzijdigheid. Het kan worden ingezet voor warmte, elektriciteit, vloeibare en gasvormige brandstoffen, maar kan ook de rol van fossiele grondstoffen in de chemie en staalproductie overnemen. Alle studies over een duurzame energiehuishouding op lange termijn laten een wezenlijke rol zien voor biomassa (IEA 2014b, WWF 2011, GEA 2012). Voor Nederland geldt dit ook. In hun lange-termijnstudie wijzen PBL en ECN (2011) biomassa aan als één van de vier bouwstenen voor een Nederlandse energiehuishouding met 80-95% lagere CO₂-emissies. Zonder een bijdrage van biomassa is het halen van deze CO₂-doelstelling zelfs niet mogelijk (zie Sectie 2.4).

Biomassa: aanbod is onzeker, deels afhankelijk van mondiale ontwikkelingen

Het geschatte mondiale biomassapotentieel voor 2050 loopt uiteen van minder dan 50 Exajoule (EJ) tot meer dan 1000 EJ. Het lagere potentieel is relatief zeker beschikbaar voor de bio-energiesector, uit nieuwe productie en door het gebruiken van afvalstromen uit andere sectoren. De hogere potentiëlen veronderstellen wereldwijd sterke verbeteringen in landbouwtechniek en ketenefficiëntie, ver buiten de bio-energiesector. Een toenemende nadruk op de duurzame ontwikkeling van biomassa voor alle sectoren (energie, materialen, chemie, voedsel en veevoeder) kan dus uiteindelijk een groter biomassa potentieel ontsluiten.

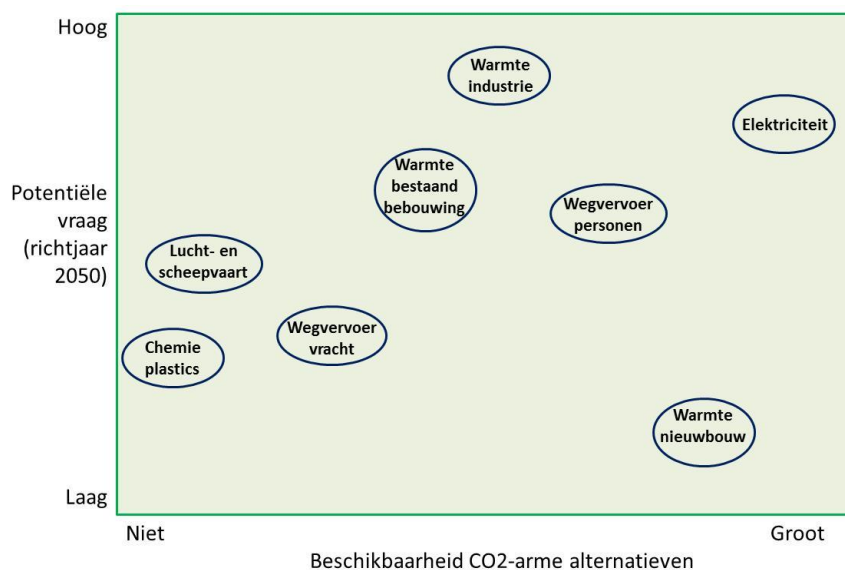
Biomassa: waar toe te passen?

De veelzijdigheid van biomassa leidt ook tot vragen, gegeven de niet onbeperkte beschikbaarheid ervan: in welke sectoren kan biomassa het beste worden toegepast? Dat hangt uiteraard af van de achterliggende motivatie voor het inzetten van biomassa. Als dat vooral gebaseerd is op bijvoorbeeld overwegingen van voorzieningszekerheid ligt het voor de hand om biomassa vooral te gebruiken als vervanger van aardolie, de fossiele grondstof met de meeste zorgen op dat gebied, en dus te focussen op biomassa in de transportsector en de chemie. Als het gaat om het op korte termijn zo goedkoop mogelijk reduceren van CO₂-emissies ligt het meer voor de hand om biomassa in te zetten voor elektriciteit en warmte; opties die relatief lage kosten per ton vermeden CO₂ hebben.

In een systeemstudie voor de toekomst ligt het voor de hand om te kijken naar de rol die biomassa zou moeten spelen op de lange termijn in de energiehuishouding als geheel. Dan zijn de belangrijkste criteria:

- Welke sectoren zijn het meest afhankelijk van biomassa voor het reduceren van hun emissies, en hebben relatief weinig alternatieve opties om hun emissies naar beneden te brengen?
- Welke sectoren hebben (ook op lange termijn) een substantiële energievraag?

Figuur 20: Toepassingen van biomassa.



Bron: Ros et al. (2015).

In **Figuur 20** zijn diverse biomassatoepassingen indicatief gerangschikt op deze twee criteria. Kort gezegd zijn opties die linksboven staan de meest zekere toepassingen van biomassa op de lange termijn, en van toepassingen rechtsonder is de kans het groot dat biomassa niet nodig is.

Op basis van deze structuur zijn er voor de lange-termijntoepassing van biomassa ruwweg drie groepen aan te wijzen:

- Zekere, onomstreden toepassingen voor biomassa: chemie, brandstoffen voor lucht- en scheepvaart en hoge-temperatuur warmte in bijvoorbeeld de industrie;
- Sectoren waar de toepassing waarschijnlijk beperkt kan blijven, bijvoorbeeld warmte in nieuwbouw;
- Een tussengroep waar de toepassing sterk zal afhangen van de ontwikkelingen in concurrerende CO₂-arme opties en in de beschikbaarheid van biomassa: elektriciteitsproductie, biobrandstoffen in het wegverkeer en warmtelevering in bestaande bebouwing.

De rol van biomassa in elektriciteitsproductie valt in dit schema niet op voorhand in de zekere, onomstreden toepassingen: er zijn immers veel alternatieve opties om CO₂-vrij elektriciteit te produceren. Toch speelt elektriciteit uit biomassa in een aantal (maar niet alle) energiescenario's op lange termijn nog een rol (zie bijvoorbeeld Sectie 2.3). Dit komt vooral door verschillen van inzicht over de noodzaak van elektriciteit uit biomassa als CO₂-vrije balanceringsoptie voor intermitterende hernieuwbare bronnen zoals wind en zon, en wat er te verwachten valt van andere opties om hiermee om te gaan. Op basis van deze overwegingen gaan we in dit hoofdstuk uit van een *mogelijke* rol van biomassa in elektriciteitsproductie, ook op lange termijn.

Deze observaties komen in grote lijnen overeen met de visie van de Commissie Duurzaamheidsvraagstukken Biomassa (2015) voor een duurzame bio-economie in 2030, waarin de kansen voor Nederland (landbouw, technologie, kennis) worden

geschetst in een overgang naar een bio-economie waarin biomassa wordt ingezet voor chemie, materialen en energie.

Het cascaderingsprincipe: nuttig maar niet zaligmakend

In deze discussie wordt vaak verwezen naar het cascaderingsprincipe: het streven om biomassa in zo hoogwaardig mogelijke gebieden toe te passen. Het begrip cascadering wordt echter vaak gebruikt zonder dat een algemeen geaccepteerde definitie van dit begrip bestaat. Het concept cascadering overlapt deels met concepten als 'circular economy' en 'recycling', waarbij de gemene deler is dat materialen zo optimaal mogelijk worden gebruikt. Cascadering kan worden gedefinieerd als een 'strategie om zo lang, vaak en efficiënt mogelijk (grondstoffen voor) materialen te maken in chronologisch openvolgende stappen waarbij de energiewaarde pas aan het einde van de levenscyclus wordt gebruikt' (Kosmol et al., 2012).

Er bestaan drie visies op cascadering, die elkaar niet uitsluiten (Odegard et al., 2012):⁴²

- *Cascadering in de tijd*: opeenvolgend gebruik van biomassa in één of meerdere verschillende producten met diverse opties voor de laatste toepassing in de cyclus. Waarbij de toepassing die aan het eind van het gebruik de meeste nieuwe toepassingen openhoudt de voorkeur heeft (bijvoorbeeld: papier meerdere malen hergebruiken of hout eerst gebruiken als timmerhout, vervolgens als spaanplaat en vervolgens voor energie).
- *Cascadering in waarde*: doel om een zo hoog mogelijke economische waarde te genereren van het gebruik van biomassa (bijvoorbeeld: gebruik van graan voor voedsel en stro als reststroom voor ethanolproductie).
- *Cascadering in functie*: optimaal gebruik van diverse componenten in biomassa (eiwitten, zetmeel/suikers/oliën, vezels, aminozuren etc.). Dit kan ofwel door bioraffinage verkregen aparte componenten gebruiken voor diverse toepassingen ofwel door naast de bestaande hoofdtoepassing de beschikbare co-producten zo goed mogelijk in te zetten voor diverse toepassingen (bijvoorbeeld: papier wordt geproduceerd uit pulp, waarbij houtresten worden gebruikt voor energie en ruwe tallolie gebruikt wordt voor chemische producten en energie)

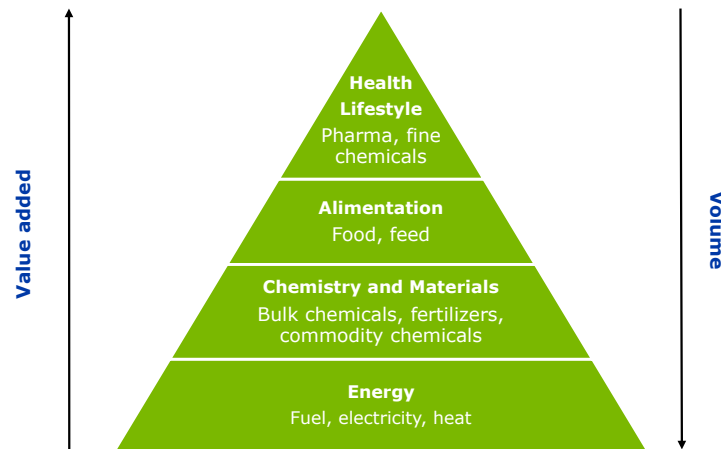
Vaak wordt uitgegaan van de tweede visie en wordt een piramide geschetst waarbij de top een 'hoge toegevoegde waarde' heeft en relatief kleine hoeveelheden biomassa vereist (zie bijvoorbeeld **Figuur 21**). Chemie is dan het meest aantrekkelijk, gevolgd door vloeibare brandstoffen, dan elektriciteit, dan warmte. Dit principe is intuïtief goed te begrijpen, maar er zijn wel enkele kanttekeningen bij te plaatsen:

- De meest hoogwaardige toepassingen hebben in verhouding beperkte markten. Fijnchemie-producten bijvoorbeeld hebben in de chemie de hoogste waarde maar de kleinste markt volumes. Alleen deze sectoren verduurzamen met biomassa zal niet voldoende zijn: ook in diverse minder hoogwaardige sectoren zal biomassa een rol kunnen en moeten spelen.
- Niet alle soorten biomassa zijn meteen geschikt voor conversie naar hoogwaardige toepassingen. Ook in bioraffinage-complexen zullen er altijd laagwaardige stromen vrijkomen die het beste voor elektriciteit en warmte kunnen worden ingezet.
- Cascadering heeft vaak een subjectieve lading, al is het maar omdat 'hoogwaardig' per definitie een waardegeladen en dus contextafhankelijk begrip is, dat bovendien

⁴² De Kamerbrief over meer waarde uit biomassa door cascadering (Ministerie van EZ, juni 2014) onderscheidt cascadering in tijd en in functie.

over de tijd een andere betekenis kan hebben. Dat maakt het lastig om cascadering in te zetten als neutraal beslissingsmodel voor welke sectoren biomassa het beste kan worden ingezet en in welke hoeveelheden.

Figuur 21: Illustratie van de waardepiramide bij cascadering.



Bron: LNV (2007).

Cascadering kan een nuttige rol spelen in het bepalen van een weloverwogen strategie voor de inzet van biomassa. Wel is het goed op te merken dat diverse, deels overlappende concepten van cascadering bestaan en dat het weliswaar nuttig kan zijn om diverse toepassingen van biomassa te vergelijken en dat de inzet van biomassa voor chemie en materialen zeker meer stimulering verdient, maar dat uiteindelijk ook grote hoeveelheden biomassa nodig zijn om de energievoorziening te vergroenen. Dit zijn dan bij voorkeur houtachtige en agrarische reststromen.

Bij het stellen van prioriteiten is het verstandig om goed te kijken in welke mate er CO₂-arme alternatieven zijn voor diverse sectoren. Daarbij zijn twee factoren van grote invloed: de beschikbaarheid van biomassa en de beschikbaarheid van relevante conversietechnologieën, en voor beide hun kostenontwikkeling. Deze onzekerheden worden verder besproken in onderstaande Sectie 5.2.

5.2 Belangrijkste onzekerheden en barrières

Het is duidelijk dat biomassa noodzakelijk is in de transitie naar een duurzame energievoorziening. Zoals boven beschreven kan worden gediscussieerd over welke biomassa in welke mate voor welke delen van de energievoorziening zouden moeten worden ingezet, maar dát grote hoeveelheden biomassa nodig zijn staat wel vast. Bij het realiseren van een groter aandeel biomassa in energie en chemie moet rekening worden gehouden met twee potentiële onzekerheden. Ten eerste is het belangrijk dat biomassa op efficiënte wijze en tegen lage kosten omgezet kan worden in energie en materialen. Ten tweede is het belangrijk dat voldoende duurzame biomassa voorhanden is.

Betaalbare en efficiënte technologie: te ontwikkelen voor transport en chemie

Voor de verdere ontwikkeling van de inzet van biomassa in transport en chemie liggen er nog diverse technologische uitdagingen. Voor de verdere ontwikkeling van biobrandstoffen is het belangrijk om meer gebruik te kunnen maken van laagwaardige biomassa in plaats van de huidige voedselgewassen. Dit betekent bijvoorbeeld:

- De ontwikkeling van technieken om cellulose uit biomassa om te zetten in suikers, als basis voor bijvoorbeeld bio-ethanolproductie;
- De doorontwikkeling en opschaling van thermochemische technieken (gebaseerd op vergassing) om vaste houtachtige biomassa om te zetten in hogere koolwaterstoffen zoals diesel en kerosine.

In de chemiesector worden momenteel diverse biobased opties voor de productie van chemicaliën verkend en ontwikkeld. Vraag daarbij is nog in hoeverre de sector zich moet richten op het biobased produceren van de huidige platformchemicaliën voor de chemie (zoals polyetheen), of dat de sector beter nieuwe platformmoleculen kan selecteren die beter te produceren zijn vanuit biomassa (denk aan melkzuur en stikstofhoudende verbindingen). De mate waarin dit soort innovaties uiteindelijk succesvol zullen zijn bepalen in hoge mate de toekomstige rol van biomassa in transport en chemie.

Betaalbare en efficiënte technologie: beschikbaar voor elektriciteit en warmte

Anders dan de technologieën voor het produceren van geavanceerde, tweede generatie biobrandstoffen of bio-chemicaliën, die nog een hoog kostenniveau kennen, zijn de technieken om biomassa om te zetten naar elektriciteit en warmte reeds vrij ver ontwikkeld. Uiteraard is innovatie mogelijk om kostenreducties te realiseren, maar de technieken voor elektriciteit en warmte zijn volwassen en relatief kosteneffectief vergeleken met andere opties voor hernieuwbare energie, al is voor bio-energie nog altijd subsidie nodig. Behalve kostenreducties is het een uitdaging om de conversie-efficiëntie (hoeveelheid biomassa die nodig is om een eenheid energie te produceren) van technieken te verhogen. Het is echter niet de verwachting dat op dit punt nog veel vooruitgang kan worden geboekt. De belangrijkste technologie-categorieën voor bio-energie uit vaste biomassa, hun conversie-efficiëntie en kosten zijn weergegeven in de onderstaande tabel.

Tabel 19: Technieken voor elektriciteit en warmte uit biomassa en hun efficiëntie

Technologie	Product	Type biomassa	Conversie-efficiëntie	Kosten in Euro per kWh
Thermische conversie, meestook in kolencentrales	Elektriciteit en evt. warmte (koelwater)	Houtpellets, houtsnippers	40% (elektrisch)	0,108 (basisbedrag SDE 2015)
Thermische conversie, verbranding in stoomketel	Warmte	houtsnippers, houtpellets, bosbouwresiduen	85-90% (thermisch)	0.058 (basisbedrag SDE 2015)
Vergassing (Warmtekracht koppeling, WKK)	Warmte en elektriciteit	houtsnippers, houtpellets, bosbouwresiduen	W: 50% E: 25% WKK: 75%	n.a.

Noot: Kosten bevatten investeringskosten, onderhoudskosten en brandstofkosten.

Bron: Ecofys en publicatie rijksoverheid 'Basisbedragen voor SDE+ 2015'.

Beschikbaarheid biomassa

Een belangrijke vraag is of er voldoende biomassa beschikbaar is voor al deze toepassingen zonder dat negatieve duurzaamheidseffecten optreden. De afgelopen jaren is een groot en vaak fel debat ontstaan over de kap van tropische bossen, verlies aan biodiversiteit, stijgende voedselprijzen en landroof en andere misstanden als gevolg van bio-energie. In eerste instantie richtte de discussie zich vooral op biobrandstoffen geproduceerd uit landbouwgewassen maar ondertussen is ook vaste, houtachtige biomassa onderwerp van discussie. Deze discussie overschaduwde soms de positieve rol van biomassa als instrument om klimaatverandering tegen te gaan en energiezekerheid te vergroten. Van een aantal duurzaamheidsaspecten is inmiddels duidelijk dat ze genuanceerd liggen.

Hoeveel biomassa is op lange termijn wereldwijd duurzaam beschikbaar? De schattingen hierover lopen, zoals gezegd, uiteen van 50 ExaJoule (EJ) tot 1000 EJ. Er bestaan grote onzekerheden over de toekomstige ontwikkeling van landbouwproductiviteit, over de beschikbaarheid van hout(residuen) en over de ontwikkelingen in voedselconsumptie: hoeveel vlees wordt er over twintig jaar gemiddeld gegeten per hoofd van de bevolking? Ook de beschikbaarheid voor Nederland is onzeker. PBL schatte daarvoor onlangs een range in van 100 tot 2400 PJ, afhankelijk van de ontwikkeling van de mondiale beschikbaarheid en de mate waarin Nederland daar gebruik van kan maken (PBL 2014). Dit is dus een combinatie van biomassa die in Nederland kan worden geoogst en importen uit het buitenland.⁴³ Dat is een spreiding tussen een marginale rol en een aandeel van meer dan de helft van de energievoorziening. Het internationaal klimaatpanel IPCC (2012) stelt dat in 2050 170 EJ biomassa beschikbaar is voor niet-voedseltoepassingen, waarvan 18 tot 27 EJ in Europa in 2030. Hiervan zou een kwart tot de helft van de totale energievraag in Europa in 2030 kunnen worden voorzien. Hierbij moet worden aangetekend dat het gaat om een technisch potentieel zonder rekening te houden met de economische beschikbaarheid en duurzaamheidscriteria (Koornneef et al. 2014).

Duurzaamheidsrisico's houtachtige biomassa en hoe ermee om te gaan

Hoe groot zijn de duurzaamheidsrisico's van biomassa en in hoeverre beperken ze het beschikbare potentieel? Deze vraag kan worden beantwoord vanuit het perspectief van transportbrandstoffen uit landbouwgewassen of vanuit houtachtige biomassa voor elektriciteit, warmte, chemie, papier, meubels, transportbrandstoffen en diverse andere toepassingen. Deze sectie behandelt houtachtige biomassa. De grootste duurzaamheidsrisico's bij houtachtige biomassa zijn verlies aan biodiversiteit, bodemkwaliteit en broeikasgasemissies door verlies aan koolstofvoorraden doordat bos op veengronden gekapt wordt of gekapt bos geen gelegenheid krijgt om terug te groeien (en dus de koolstofschuld niet kan worden vereffend). Ook kan houtgebruik voor energie de inzet voor andere toepassingen verdringen, al is het lang niet zeker dat dit daadwerkelijk op grote schaal optreedt omdat de houtsector vaak geen hogere prijs kan betalen dan andere sectoren en dus genoeg zal moeten nemen met resthout (Junginger et al., 2014).

⁴³ De Commissie Corbey noemt in haar Visie op een duurzame bio-economie in 2030 een aanbod van 100-400 PJ biomassa in Nederland en hanteert verder – in lijn met IPCC (2014) – een lager cijfer van 100 EJ duurzaam beschikbare biomassa voor de wereld als geheel (met stringente duurzaamheidscriteria), zonder het voor Nederland beschikbare potentieel van importen te kwantificeren.

Om verlies aan biodiversiteit te voorkomen is het belangrijk dat primaire, natuurlijke bossen niet gekapt worden en dat in productiebossen kaalkap van grote gebieden wordt voorkomen door selectief bomen te kappen of kaalkap kleinschalig toe te passen. Om verlies aan bodemkwaliteit te voorkomen is het belangrijk dat niet teveel biomassa wordt geoogst en een groot deel (tot 80% afhankelijk van lokale omstandigheden) van de bosbouwresiduen na de kap achterblijft op de bosgrond. Om verlies van koolstofvoorraden te voorkomen is het belangrijk dat geen kap plaatsvindt van bos op veengronden en dat bos de kans krijgt om terug te groeien. Al deze punten beperken het beschikbare volume biomassa.

Het is goed mogelijk om de duurzaamheid van houtachtige biomassa te garanderen door het gebruik van certificeringssystemen zoals FSC, NTA8080 of PEFC. Het gebruik van dergelijke systemen neemt gestaag toe, al is het een uitdaging om ervoor te zorgen dat kleine boseigenaren zich laten certificeren. Op een hoger niveau is nationale wetgeving belangrijk. Brazilië is er de afgelopen jaren in geslaagd om (illegale) ontbossing sterk terug te dringen terwijl in Indonesië het tempo van ontbossing nog steeds gevaarlijk hoog ligt. Initiatieven als REDD⁴⁴ helpen overheden in tropische landen om bossen te laten staan door de economische waarde van bossen te vergroten.

Aangezien de meeste duurzaamheidsrisico's buiten Nederland optreden kan Nederland niet in zijn eentje de duurzaamheid van bio-energie garanderen. Het is mogelijk om het gebruik van certificeringssystemen voor bio-energie verplicht te stellen, maar een gecoördineerd Europees of internationaal beleid is nodig om negatieve duurzaamheidseffecten effectief te vermijden. Als eerste stap kan Nederland samen met gelijkgestemde Europese landen werken aan gelijksoortige duurzaamheidscriteria voor vaste biomassa voor energie waardoor het areaal gecertificeerd bos zal toenemen, deze criteria geleidelijk aan toe te passen op andere sectoren als chemie, papier en voedsel en internationaal pleiten voor een krachtig beleid om ontbossing tegen te gaan en veengronden en andere gebieden met een hoge biodiversiteit te beschermen.

Duurzaamheidsrisico's landbouwgewassen en hoe ermee om te gaan

Het merendeel van de duurzaamheidsdiscussie over biomassa richtte zich de laatste jaren op het gebruik van landbouwgewassen voor biobrandstoffen. De teelt van gewassen, die in de toekomst ook steeds meer kunnen worden ingezet voor biochemie en bio-plastics, kan leiden tot sociale problemen als landroof en stijgende voedselprijzen, tot verlies aan biodiversiteit en tot extra broeikasgasemissies door de ingebruikname van nieuwe landbouwgrond ten koste van tropische bossen en andere waardevolle gebieden. Inmiddels is duidelijk dat een aantal sociale risico's genuanceerd liggen. Zo werd de grote stijging in voedselprijzen in 2008 vooral veroorzaakt door andere ontwikkelingen in de voedselmarkt in plaats van biobrandstoffen en is landroof grotendeels gerelateerd aan voedselproductie door bedrijven uit China en het Midden-Oosten. Dat neemt niet weg dat gebruik van geteelde gewassen voor energie een aantal zorgpunten heeft en in het publieke debat momenteel gevoelig ligt.⁴⁵

⁴⁴ Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation Initiatief van de Verenigde Naties om ontbossing tegen te gaan door een economische waarde toe te kennen aan het laten staan van bossen.

⁴⁵ Deze zorgpunten zijn recentelijk verwoord in het Visiestuk biobrandstof en hout als energiebron door de KNAW (Katan et al., 2015), dat veel media-aandacht genereerde.

Net als bij houtachtige biomassa is duurzaamheidscertificering een belangrijk instrument om niet duurzame praktijken te vermijden.⁴⁶ Hierbij geldt ook dat de effectiviteit van certificering toeneemt naar mate meer sectoren die certificering toepassen. Daarnaast zijn veel van deze problemen gerelateerd aan een niet duurzaam mondiaal landbouwsysteem; de energiesector kan deze problemen niet als enige oplossen. Net als bij houtachtige biomassa helpt een actief overheidsbeleid, vooral door overheden in tropische landen met veel bossen en veengronden.

5.3 Biomassa en systeemintegratie in de energie- en materialenhuishouding als geheel

Bij een brede definitie van systeemintegratie betekent dit voor biomassa vooral integratie in onder meer de chemie en de (petrochemische) raffinagesector. Daarnaast is de uitdaging geïntegreerde bioraffinagesystemen te ontwikkelen die grondstoffen of halffabrikaten voor chemie opleveren, én brandstoffen, én mogelijk elektriciteit en warmte als nevenproducten. De belangrijkste uitdagingen hierbij zijn:

- Mobilisatie van voldoende biomassa en technologieontwikkeling (zie Sectie 5.2);
- Ontwikkeling van kritische schaalgrootte voor bioraffinage;
- Macro-economische implicaties.

Op de laatste twee punten gaan we hier nader in.

Mobilisatie kritische schaalgrootte voor bioraffinage

Biobased ketens kunnen er heel verschillend uitzien: van relatief kleinschalige ketens op basis van regionaal beschikbare biomassa (ordegrootte kilotonnen, grote diversiteit in grondstoffen) tot systemen op basis van mondiaal verhandelde biomassa (ordegrootte miljoenen tonnen, primair houtachtige grondstoffen). Voor het realiseren van schaalvoordelen en een goede aansluiting bij de (bulk)chemie is een schaalgrootte van miljoenen tonnen waarschijnlijk nodig. Momenteel is echter geen enkele private partij in staat om het investeringsrisico op dergelijke schaal te nemen, terwijl diverse partijen wel gezamenlijk voldoende vraag kunnen creëren. Hier ligt mogelijk een nutsfunctie voor de overheid, die deze infrastructuur zou kunnen faciliteren door (bijvoorbeeld in een PPS) een deel van het investeringsrisico op zich te nemen en zich vervolgens bij voldoende groei van de sector geleidelijk weer terug te trekken. Dit zou een essentiële schakel zijn in de ontwikkeling van grootschalige geïntegreerde systemen voor biobased chemie en geavanceerde biobrandstoffen.

Macro-economische implicaties

Na de eerste inschatting van de macro-economische effecten van de inzet van biomassa (Hoefnagels et al., 2009) is er een nieuwe macro-economische analyse in voorbereiding. Een recente analyse op EU-niveau (Smeets et al., 2014) laat zien dat op een termijn van 2030 (en gegeven aannames over onder meer biomassa- en olieprijsen) inzet van biomassa in chemie en brandstoffen een positief effect heeft op het GDP, en inzet voor

⁴⁶ Voor biobrandstoffen onder de Nederlandse biobrandstofverplichting is certificering in 2011 verplicht gesteld op basis van de EU Richtlijn Hernieuwbare Energie (2009/30/EC).

elektriciteit en gasproductie een negatief effect. Beide studies geven echter aan dat hun benaderingen inherente beperkingen hebben. Dergelijke analyses zijn gecompliceerd en de gebruikte modellen zijn niet in staat om biobased ketens geheel mee te nemen: interacties met de voedsel- en landgebruikssectoren zijn bijvoorbeeld vaak nog erg eenvoudig. Tegelijk laten deze analyses zien dat de huidige beleidscontext, waarin de uitrol van toepassingen van biomassa voor energie wel worden gestimuleerd en die voor chemie en materialen niet, voor de lange termijn suboptimaal is.⁴⁷ Een meer gelijk speelveld zou voor deze ontwikkelingen nuttig zijn.

5.4 Biomassa en systeemintegratie in de elektriciteitshuishouding

De rol van biomassa in de elektriciteitshuishouding op de lange termijn is – gegeven de analyse van Sectie 5.1 – onzeker: enkel als mitigatie-optie is het waarschijnlijk niet nodig omdat er genoeg andere, goedkopere CO₂-reductieopties in de elektriciteitssector zijn. Biomassa is echter wellicht onmisbaar om de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te waarborgen bij een hoog aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking. Voor de middellange termijn is er zeker een rol te voorzien voor biomassa in de elektriciteitssector, al is het maar omdat beschikkingen over meestook die in de huidige SDE gaan worden afgegeven tot ruwweg 2025 doorlopen. Ook capaciteit voor biomassa-WKK (zeker in combinatie met warmtenetten) zal een looptijd hebben van één tot twee decennia. In het algemeen voorziet biomassa in flexibiliteit op een vergelijkbare manier als gelijksoortig fossiel vermogen:

- De nieuwe kolencentrales waarin biomassa wordt meegestookt zijn technisch gezien voldoende regelbaar om flexibel vermogen te leveren; dat blijft zo wanneer biomassa wordt meegestookt ook stand-alone biomassacentrales zijn in vergelijkbare mate regelbaar als kolencentrales (zie Hoofdstuk 3).
- Bij kleinschalige opties voor elektriciteitsproductie uit biomassa wordt de inzet meestal bepaald door andere factoren dan de (variabiliteit van de) elektriciteitsprijs: bij verbranding in WKK-installaties is de warmtevraag leidend, bij elektriciteitsproductie uit biogas zal de (vrij constante) biogasproductie leidend zijn.

5.5 Samenvatting

Biomassa is een onmisbare grondstof voor de verduurzaming van onze energie- en materialenhuishouding. De rol van biomassa in onze economie is sterk afhankelijk van de beschikbaarheid van biomassa (lange-termijn schattingen hierover lopen sterk

⁴⁷ De volhoudbaarheid van de huidige stimuleringsinstrumenten voor bijvoorbeeld biomassa-meestook en conventionele biobrandstoffen is ook één van de kritiekpunten in de KNAW-notitie (Katan et al., 2015). Andere partijen in deze discussie benadrukken juist het belang van deze (weliswaar imperfecte) beleidsinstrumenten om ontwikkelingen in gang te krijgen, respectievelijk grootschalige biomassa-importketens (nu voor meestook, later voor hoogwaardiger toepassingen) en biochemische conversieprocessen (nu uit zetmeelgewassen voor ethanol, later uit cellulose voor diverse platformmoleculen in de chemie).

uiteen), en de ontwikkeling van nieuwe technologieën voor het maken van hoogwaardige producten (chemie, biobrandstof) uit biomassa.

In welke sector biomassa zal worden ingezet is sterk afhankelijk van de ontwikkeling van de vraag naar energie in diverse sectoren en de ontwikkeling van alternatieve, klimaatneutrale opties in de betreffende sectoren. Toepassingen in de chemie en als biobrandstof voor lucht- en scheepvaart en hoge-temperatuur warmtetoepassingen in de industrie zijn relatief zeker. Voor het dekken van warmtevraag in de nieuwbouw is biomassa vrijwel zeker niet nodig. Een onzekere tussencategorie bevat onder meer elektriciteitsproductie, warmtevraag in de bestaande bouw en biobrandstoffen in het wegverkeer. De mate waarin biomassa hier een rol zal spelen zal onder meer afhangen van de (mondiale) groei van de vraag naar biomassa, de resulterende beschikbaarheid en prijs van biomassa, en de waarde van biomassa in concurrerende toepassingen.

De belangrijkste conclusies over de rol van biomassa bij systeemintegratie zijn:

- De rol van biomassa in de elektriciteitshuishouding op lange termijn is onzeker: enkel als mitigatie-optie is het waarschijnlijk niet nodig omdat er naar verwachting genoeg andere, goedkopere CO₂-reductieopties in de elektriciteitssector zullen zijn. Mogelijk is biomassa echter onmisbaar om de betrouwbaarheid van het elektriciteitssysteem te waarborgen bij een hoog aandeel zon en wind in de elektriciteitsopwekking. Wel zal het in deze rol, bij hogere CO₂-prijzen, concurreren met conventionele centrales met CCS.
- Integratie van biomassa in de energie- en materialenhuishouding als geheel kent diverse vragen die ook als systeemintegratie kunnen worden gezien. Belangrijkste kwesties zijn:
 - o Mobilisatie van duurzame biomassa.
 - o Ontwikkeling van technologieën voor geïntegreerde productie van grondstoffen voor chemie, biobrandstoffen (en nevenproducten elektriciteit en warmte).
 - o 'Level playing field' issues in de (overheids)stimulering van de diverse toepassingen van biomassa.
 - o Omgaan met investeringsrisico's bij de ontwikkeling van bijbehorende infrastructuur.
 - o Verbetering van kennis over de macro-economische kansen van een biobased economy.

6

Kansen voor Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen

Dit hoofdstuk richt zich in het bijzonder op het analyseren van de kansen voor Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen op het specifieke terrein van aanbodtechnologieën met betrekking tot systeemintegratie en flexibiliteit in de energiesector. Dit hoofdstuk heeft de volgende opbouw:

- In *Sectie 6.1* beschouwt de kansen voor het bedrijfsleven binnen systeemintegratie vanuit een breder perspectief. In deze paragraaf wordt ook de relatie gelegd tussen de hier beschreven kansen m.b.t. energie-aanbodtechnologieën en de gebieden welke in de andere percelen worden behandeld.
- *Sectie 6.2* analyseert de ontwikkelingen in de markt voor energie-aanbodtechnologie en de huidige positie van Nederlandse bedrijven daarin. Daarnaast wordt met een projectie van de mondiale marktontwikkeling gekeken waar de perspectieven voor export liggen.
- *Sectie 6.3* werkt op sectoraal niveau de positie van Nederlandse bedrijven verder uit, in het bijzonder de positie in de waardeketen, technologieontwikkeling en infrastructuur.
- *Sectie 6.4* verschaft een samenvatting van de belangrijkste bevindingen van dit hoofdstuk.

6.1 Kansen binnen systeemintegratie

Op korte termijn (tot 2023) is de additionele vraag naar flexibiliteit beperkt (zie Hoofdstuk 3, in het bijzonder Sectie 3.3). Variaties in elektriciteitsopwekking door zon en wind kunnen binnen het huidige elektriciteitssysteem grotendeels worden opgelost, hetzij binnenlands (via inzet van flexibele gascentrales), hetzij door gebruik te maken van bestaande interconnecties met het buitenland. Voor de langere termijn (2030-

2050) biedt het inzetten op systeemintegratie en flexibiliteit meer kansen voor het Nederlandse bedrijfsleven. Vroegtijdig voorsorteren door in de ontwikkeling van systeemintegratie en flexibiliteitsopties – zowel nieuwe technologieën als diensten – te investeren verbetert de positie van Nederlandse bedrijven.

Om emissiereducties van 80-90% in 2050 te realiseren zal de inrichting van de energiehuishouding de komende 35 jaar radicaal veranderen. De energiesector kan te maken krijgen met nieuwe typen opwekkers van elektriciteit en warmte, nieuwe typen handelaren in energie en ander gedrag van eindgebruikers van energie. Echter, hoe de transitie verloopt is onzeker en ook het agenderen en realiseren van de bovengenoemde scherpe emissiereductiedoelstellingen wordt bepaald door belangenafwegingen over de komende 35 jaar.

Ontwikkelingen binnen een energiesector kunnen niet in isolement worden beschouwd. Omdat technologieën als radertjes in het totale energiesysteem moeten functioneren is aandacht voor systeeminnovatie belangrijk om de transitie van de energiehuishouding een verdere impuls te geven. Door het horizontale karakter van het veld kan systeemintegratie moeilijk in een aantal silo's worden gevat zoals aanbodtechnologie, opslag, infrastructuur en gebruik van energie. Het veld verbindt deze aspecten juist. Optimalisatie van de afzonderlijke onderdelen leidt ook niet per definitie tot optimalisatie op systeemniveau. Vanuit dit perspectief liggen kansen voor het bedrijfsleven dan ook juist in de verbinding tussen deze silo's en integratie van kennis door de hele keten. We onderscheiden daarbij 4 dimensies:

- Diensten;
- Vestigingsklimaat;
- Infrastructuur;
- Leveranciers van energie-aanbodtechnologie.

De rol van het TSE programma systeemintegratie ligt in het stimuleren van systeeminnovaties binnen deze vier dimensies die leiden tot nieuwe kennis, diensten en producten die nodig zijn om de energietransitie zodanig vorm te geven dat deze leidt tot een duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar energiesysteem.

Diensten

Verdere integratie van het energiesysteem kan leiden tot vraag naar nieuwe diensten. Ontwikkelingen die daarbij een rol kunnen spelen zijn het groeiende aandeel intermitterende elektriciteitsproductie, decentralisatie van energieaanbod en flexibiliteitsoplossingen, en uitwisseling tussen verschillende energiedragers (power-to-heat en op lange termijn power-to-gas). Deze ontwikkelingen kunnen leiden tot nieuwe markten voor dienstverleners en/of een rol voor nieuwe actoren op de energiemarkt. Faciliterende regelgeving die dit toelaat is echter een belangrijke voorwaarde voor bovenstaande ontwikkelingen om zich te kunnen bewerkstelligen.

Nederland heeft daarnaast een sterke positie in consultancy op het gebied van productietechnologie, infrastructuur en het afstemmen op eindgebruikers. De kansen voor de betreffende bedrijven zijn sterk afhankelijk van de bovengeschetste ontwikkelingen. We verwijzen naar de rapportages uit de percelen 2 tot en met 4 over energieopslag, infrastructuur en eindgebruikers voor een verdere uitwerking op dit onderwerp (DNV GL, 2015; Berenschot en CE Delft, 2015; DNV GL en CE Delft, 2015).

Vestigingsklimaat

Nederland heeft door de hoge bevolkingsdichtheid, clustering van bedrijvigheid, goed ontwikkelde energie-infrastructuur en interconnectie met omliggende landen een goed vestigingsklimaat voor proeftuinen op het gebied van systeemintegratie en flexibiliteit. Dit biedt kansen voor in Nederland gevestigde bedrijven om op systeemintegratietechnologie en diensten op een thuismarkt te ontwikkelen en 'marktrijp' te maken, alvorens deze eventueel te exporteren.

De behoefte aan integratie en meer flexibiliteit van het energiesysteem zal zich naar verwachting vooral op (middel)lange termijn manifesteren. De ontwikkeling van innovatieve technologieën en diensten vergt echter tijd en het is daarom van belang dat de binnenlandse vraag naar deze technologieën en diensten tijdig wordt gestimuleerd. De strategische keuze voor marktwerking en liberalisering van de energiemarkt heeft als consequentie dat de sturingsmogelijkheden van de overheid beperkt zijn. De regie over de opzet van het energiesysteem is feitelijk niet meer in handen van de overheid. Stimulering kan plaats vinden door een combinatie van publieke, private en publiek-private mechanismen zoals energieke, vroeg-startende consumenten ('*launching customers*') en het faciliteren van flexibiliteitsmechanismen via veranderingen in marktinzicht en ander beleid en door verantwoordelijkheid voor de stabiliteit van het energiesysteem aan het takenpakket van netbeheerders toe te voegen.

Infrastructuur

Op het gebied van slimme netten ('*smart grids*') heeft Nederland de afgelopen jaren een goede kennispositie opgebouwd. Een sterke industriële positie is echter nog niet aanwezig, mede omdat dit kennisgebied nog in opkomst is. De perspectieven voor de ontwikkeling van innovatieve technologieën en diensten op het terrein van slimme netten lijken goed. Dit thema kan profiteren van de plannen om 15 miljoen slimme meters te installeren tot 2020. Proeftuinen spelen een grote rol in het TKI Switch to Smart Grids, maar het horizontale aspect van systeemintegratie waarbij slimme netten en andere infrastructurele voorzieningen (voor energieopslag e.d.) als benodigde, faciliterende elementen ('*enablers*') voor de energietransitie worden gezien lijkt nog onvoldoende aandacht te krijgen binnen de Topsector Energie.

De ontwikkeling van slimme netten in Nederland staat niet op zich. Er zijn diverse andere Europese landen in dit veld actief, met Denemarken en Duitsland als belangrijke concurrenten. Ook buiten Europa zijn er diverse concurrenten, waaronder de VS, China, Zuid-Korea en Japan.

Meer in het algemeen kunnen de decentrale ontwikkelingen binnen de energietransitie leiden tot het ontstaan van nieuwe rollen, business modellen en actoren in de energiemarkt (zie ook perceel 4). Het is interessant om hier te noemen dat daar specifiek kansen uit voortvloeien voor IT technologieën en diensten, aangezien datastromen en automatisering een belangrijke faciliterende rol kunnen spelen in het leveren van decentrale flexibiliteit. De ontwikkeling van deze aspecten is wederom sterk afhankelijk van regelgeving en vooral van het ontstaan van sterkere prijsprikkels op decentraal niveau, o.a. voor prosumers, en van de toekomstige rol van de netbeheerder.

Voor verdere details over de ontwikkeling van infrastructurele innovaties (opslag, slimme netten/meters, etc.) verwijzen we naar de rapportages van de overige percelen (DNV GL, 2015; Berenschot en CE Delft, 2015; DNV GL en CE Delft, 2015).

Leveranciers van energie-aanbodtechnologie

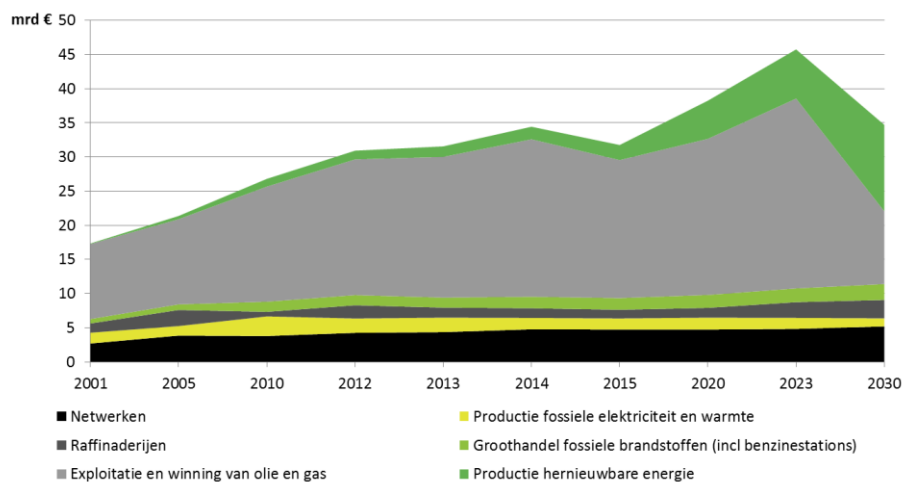
In de volgende paragrafen worden de kansen voor het bedrijfsleven in de aanbodtechnologieën biomassa, wind en gas verder uitgewerkt. Deze aanbodtechnologieën kunnen een rol spelen in het invullen van de vraag naar flexibiliteit en zijn ook in de interviews naar voren gekomen als interessante gebieden voor Nederland. Er wordt daarbij ingegaan op:

1. De positie van Nederlandse bedrijven en kennisinstituten voor de verschillende technologieën, producten en diensten;
2. De positie van relevante bedrijven op wereldmarkt (specialisatie-niveau);
3. Gerelateerde exportkansen en een vertaling van geïdentificeerde flexibiliteitsvraag en aanbodopties naar (mogelijke) producten en diensten.

6.2 Analyse van toekomstige marktpotentiëlen

Voor technologieleveranciers is de Nederlandse markt relatief klein. In 2012 waren de binnenlandse investeringen in de hernieuwbare energie € 860 miljoen. De Nederlandse export van schone energietechnologie bedroeg € 5,6 miljard (ECN et al., 2014a). Voor bedrijven in energie-aanbodtechnologie liggen de kansen dus voornamelijk in het buitenland. Hieronder analyseren we het marktpotentieel voor de Nederlandse en de mondiale markt voor energie-aanbodtechnologieën.

Figuur 22: Toegevoegde waarde energiesector



Noot: 2001-2013 realisaties, 2014 – 2030 projectie vastgesteld en voorgenomen beleid.

Bron: ECN et al. (2014).

Ontwikkeling van de toegevoegde waarde van de energiesector in Nederland

Figuur 22 geeft de omvang van de toegevoegde waarde van de Nederlandse energiesector weer. Door haar ligging en concentratie van chemische industrie heeft

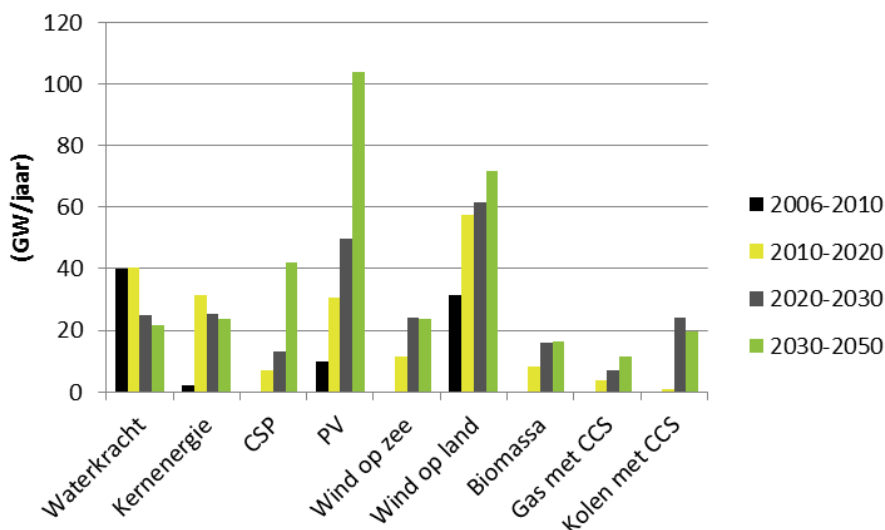
Nederland op dit moment een sterke economische positie in de verwerking van fossiele brandstoffen. In 2012 was de toegevoegde waarde uit de chemiesector 10 miljard euro (CBS Statline). In beide sectoren spelen fossiele brandstoffen een grote rol.

De vraag is hoe vanuit deze positie verduurzaamd kan worden, gebruik makend van de bestaande sterktes. Als we kijken naar het gehele energiesysteem, ligt een switch naar een economie gebaseerd op biobrandstoffen daarbij voor de hand.

Ontwikkeling van de toegevoegde waarde van de energiesector internationaal

Figuur 23 geeft een projectie van de benodigde jaarlijkse mondiale capaciteitsopbouw van schone elektriciteitsproductietechnologieën tot 2050, benodigd om de gemiddelde mondiale temperatuurstijging tot 2 graden te beperken (IEA, 2012). De markten voor Concentrated Solar Power (CSP), PV en windenergie laten naar verwachting een voortdurende en sterke groei in jaarlijkse afzet zien, ook op lange termijn. Dat geldt tot op zekere hoogte ook voor de markten voor biogas en biobrandstoffen, hoewel de ontwikkelingen in de chemie en procesindustrie geremd worden door de huidige moeilijkheden waarin de Europese industrie - als een belangrijke afzetmarkt - verkeert.

Figuur 23: Benodigde gemiddelde jaarlijkse mondiale capaciteitsopbouw per technologie voor 2 graden doelstelling



Bron: IEA (2012).

De figuur laat tevens zien dat, op termijn, fossiele brandstoffen een steeds kleinere rol gaan spelen in de capaciteitsopbouw van elektriciteit. Bij gas zijn de onzekerheden ten aanzien van de toekomstige rol als transitiebrandstof groot, maar de rol van gas in Europa en elders zal de komende jaren nog dusdanig groot zijn dat ook hier vooralsnog een aanzienlijk exportpotentieel ligt. Als het EU ETS versterkt wordt, dan zal ook Carbon Capture Usage and Storage (CCUS) hier een belangrijke rol gaan spelen (CE Delft en Triple E, 2014).

Mondiaal stijgt de marktgroei voor elektriciteit uit gas met CCS, maar blijft deze desalniettemin achter bij andere opties. Na een korte opleving zal de marktgroei voor kolencentrales met CCS afnemen. Tegen 2050 zal naar verwachting van het IEA de

recentelijk gebouwde kolencapaciteit meer uitstoten dan de gehele energiesector kan uitstoten onder strenge emissiereductie doelstellingen (IEA, 2012). Om de 2 graden doelstelling te halen, zal ter voorkoming van het vroegtijdig uit bedrijf nemen van kolencentrales meer nadruk liggen op het retrofitten van bestaande kolencentrales met CCS, dan op het plaatsen van nieuwe kolencapaciteit met CCS. Voor veel kolencentrales die in de afgelopen jaren zijn gebouwd is dit niet meer lonend, hetzij vanwege de verlaging van de conversie efficiëntie door de CO₂-afvang installatie, hetzij vanwege de beperkte resterende levensduur. Het IEA voorziet dat deze centrales voor het eind van hun technische levensduur uit bedrijf worden genomen.

6.2.1 Biomassa

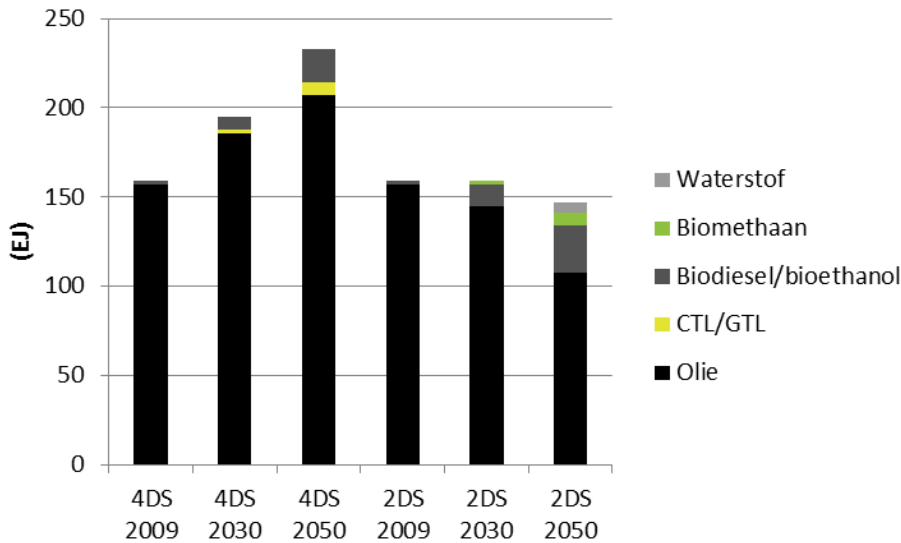
De huidige visie ten aanzien van de toepassing van biomassa is, onder andere, gebaseerd op het cascaderingsprincipe (zie Sectie 5.1). Cascadering houdt in dat eerst hoogwaardige producten uit biomassa worden gehaald en vervolgens minder hoogwaardige en laagwaardige producten. Transportbrandstoffen worden daarbij gezien als hoogwaardige producten, terwijl elektriciteit en warmte uit biobrandstoffen worden geproduceerd uit de minder hoogwaardige en laagwaardige reststromen van de biobased industrie. De transitie van het gebruik van fossiele brandstoffen naar biomassa sluit daarmee goed aan op de huidige economische sterktes van Nederland.

Biomassa is goed op te slaan en in te passen in de huidige energie-infrastructuur. Het gebruik ervan biedt daardoor ook een mogelijkheid om schone elektriciteit en warmte te produceren met regelbaar vermogen (kolen- en gascentrales) en zo de vraag naar flexibiliteit in het energiesysteem in te vullen. Zoals ook beschreven in de voorgaande hoofdstukken, blijft de rol van biomassa in de elektriciteitssector bescheiden.

Voor de marktontwikkeling voor biobased producten op korte termijn zijn de Europese bijmengdoelen voor biobrandstoffen van groot belang, evenals de mate waarin deze moeten voldoen aan duurzaamheidsdoelstellingen. Verlaging van het aandeel biobrandstoffen dat op voedselgewassen gebaseerd mag zijn tot 5% heeft weliswaar de druk om tweede- en derde generatie biofuels te produceren verhoogd, maar aan de andere kant lijkt het politieke momentum voor biobrandstoffen op dit moment verminderd.

Figuur 24 toont de lange termijn projecties van de marktomvang voor verschillende vloeibare brandstoffen, zowel voor een scenario waar de gemiddelde temperatuur stijging tot 2 graden Celsius (2DS) als tot 4 graden (4DS) wordt beperkt (IEA, 2012). In beide gevallen is er groei in de biobrandstofoptie biodiesel/bio-ethanol. Groei in deze biobrandstofopties lijkt daarom robuust onder verschillende ambitieniveaus van mondiaal beleid. Olie blijft de dominante vloeibare brandstof tot 2050. In het minder ambitieuze 4DS scenario neemt het marktaandeel van olie tot 2050 nog toe, in het 2DS scenario neemt het af. CTL en GTL spelen (vrijwel) geen rol. Bio-methaan en waterstof komen alleen op in het scenario waar de temperatuurstijging tot 2 graden wordt beperkt.

Figuur 24: Lange termijn projecties van de marktomvang voor verschillende vloeibare biobrandstoffen



Bron: IEA (2012).

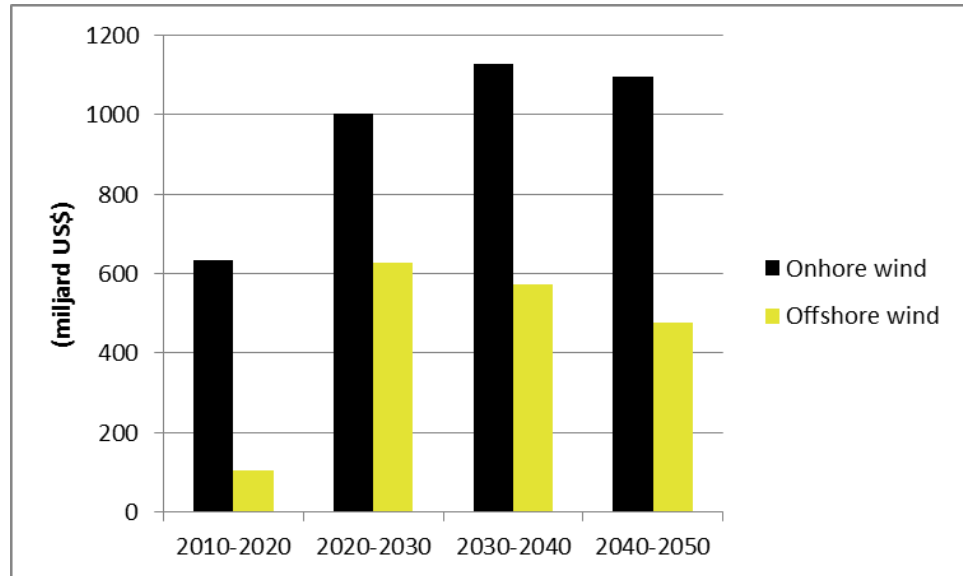
Voor de Europese en Nederlandse chemische industrie kan de overschakeling op bio-grondstoffen in specialiteiten een belangrijke nieuwe marktniche betekenen. De marktontwikkeling voor biobrandstoffen wordt op termijn vooral ingevuld door geavanceerde (bijvoorbeeld 2e generatie) biobrandstofproductiemethodes (IEA, 2014b). Risico daarbij is dat de benodigde aanzienlijke investeringen in de huidige tijden van lage marges moeilijk te verantwoorden zijn.

6.2.2 Windenergie

Gedreven door Europees beleid zijn de verwachtingen voor wind offshore in Europa hoog. Er wordt in 2020 een bijdrage van 4% voorzien in de Europese elektriciteitsvraag en 14% in 2030. Ook de mondiale marktontwikkeling ziet er gunstig uit. De benodigde investeringen om binnen een mondiale temperatuurstijging van gemiddeld 2 graden te blijven zijn weergegeven in **Figuur 25**. De grootschalige uitrol van windturbines zal de vraag naar flexibiliteit laten toenemen, uitgaande van maximalisatie van het aantal vollasturen van windturbines. Echter, indien de prijsstelling voor het bieden van flexibiliteit gunstiger is dan die van elektriciteitsproductie, ontstaat er een verdienmodel voor producenten van windenergie om flexibiliteit te bieden door tijdelijk windturbines uit te schakelen. Naast aanpassing van de marktregels en innovaties op het gebied van flexibiliteitsdiensten, kan deze ontwikkeling ook aangejaagd worden door de ontwikkeling van windturbines welke optimaal kosteneffectief opereren bij een lager aantal vollasturen.

Nederland heeft vooral in offshore windenergie een sterke positie. Hoewel Nederlandse bedrijven wat betreft handelsvolume beperkt actief zijn in de ontwikkeling van turbines, zijn ze op alle andere activiteiten, van de voorbereiding tot het aansluiten en het beheer van draaiende parken, sterk betrokken.

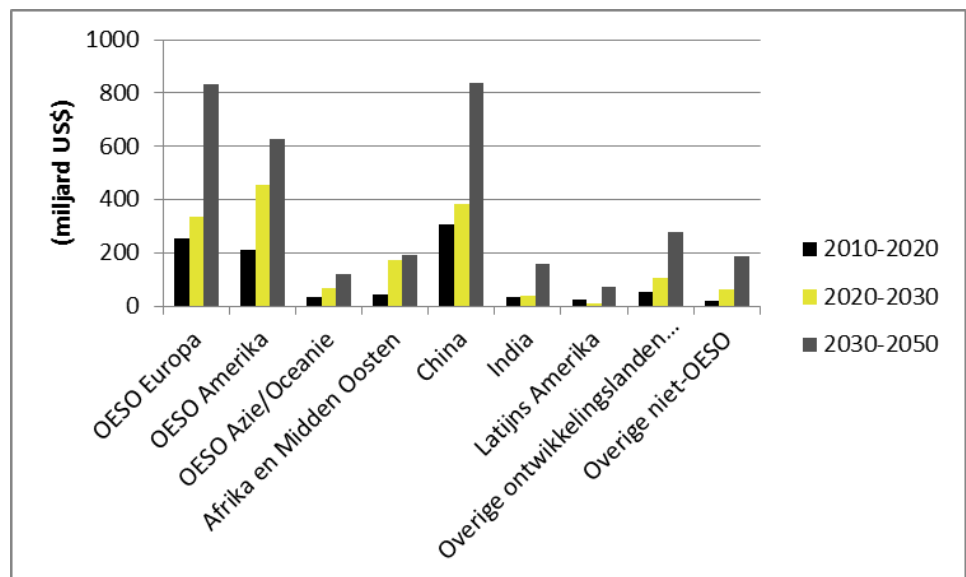
Figuur 25: Benodigde mondiale investeringen in windenergie



Bron: 2DS scenario (IEA, 2012).

Om het 2DS scenario te realiseren moeten de mondiale investeringen in wind op zee aanvankelijk sterk stijgen en nemen ze vanaf 2030 geleidelijk af. Deze trend is op regionaal niveau is echter niet overal te zien. Zo zijn er sterke regionale verschillen in de uitrol van wind op zee. In Europa, Noord Amerika en China is een continue stijging in de investeringsniveaus te zien, ook tussen 2030 en 2050 (zie **Figuur 26**).

Figuur 26: Regionale investeringsniveaus wind op land en wind op zee gecombineerd



Bron: 2DS scenario (IEA, 2012).

6.2.3 Gas

Nederland heeft door haar gasvelden en uitgebreide en fijnmazige infrastructuur traditioneel een sterke positie in gas. Door het teruglopen van de productie van het gasveld in Groningen, zal de gasector in Nederland naar verwachting ingrijpend veranderen (zie ook Sectie 2.2.3). Naar verwachting verandert Nederland tussen 2025 en 2030 van een netto exporteur in een netto importeur van gas uit landen als Noorwegen, Rusland en vloeibaar gas (LNG) uit Algerije en Qatar (ECN et al., 2014a). Het belang van de doorvoer en opslag van gas zal daarmee groter worden. Het aanbod van gas uit hernieuwbare bronnen zal de komende jaren toenemen. De ontwikkeling van de gasector in Nederland is onzeker omdat deze afhankelijk is van hoe verschillende externe factoren in de toekomst uitpakken. Naar verwachting zal het gebruik van gas in huishoudens, landbouw, industrie en de Nederlandse energievoorziening de komende jaren afnemen. Mondiaal zal het gebruik van gas tot 2035 nog toenemen (IEA, 2014c).

Het gebruik van gas biedt meerdere flexibiliteits- en integratiemogelijkheden binnen het energiesysteem.

- Gascentrales kunnen flexibiliteit bieden voor zowel de elektriciteitsmarkt van Nederland, als ook voor die van ons omringende landen (ECN, 2014).
- Gasopslag biedt de mogelijkheid tot het diversifiëren van het gasaanbod (Groningen, Rusland, LNG) en het opvangen van seizoenfluctuaties in de productie van groen gas.
- Conversie van elektriciteit naar gas (en vice versa) integreert het gas- en het elektriciteitssysteem waardoor er meer mogelijkheden ontstaan om (over)aanbod van de ene energiedrager te koppelen aan schaarste van de ander. Door de hoge operationele kosten van power-to-gas komt deze optie echter echter pas in beeld bij strenge emissiedoelstellingen (ECN en DNV GL, 2014).

Voor upstream gas is de belangrijkste vraag welke positie Nederland kiest ten opzichte van gas als mogelijke transitiebrandstof naar een klimaatneutrale energievoorziening. Worden de plannen voor een gasrotonde doorgezet, dan is innovatie bij upstream gas van belang.

LNG zit momenteel in de lift door de onzekerheid over gasimporten uit Rusland en door de opkomst van schaliegas in de VS, dat als LNG mogelijk naar de EU getransporteerd kan worden. Het teruglopen van de gasproductie in Groningen kan deze ontwikkeling versterken.

De positie van CCS is door de lage ETS-prijzen van de laatste jaren sterk verzwakt, maar door een verschuiving in internationale focus naar 'utilisation' lijkt toch weer een nieuw elan te ontstaan. Voor CCUS lijken, in het bijzonder na 2030, grote groeimogelijkheden te bestaan door het belang van deze optie voor een soepele overgang van een fossiel energiesysteem naar een systeem dat voornamelijk gebaseerd is op hernieuwbare bronnen. Voorwaarden zijn wel dat het ETS wordt hervormd en dat het geplande demonstratieproject in Rotterdam doorgaat.

6.3 Analyse positie van bedrijven in Nederland

In deze paragraaf worden de expertises en kennispositie van Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen, actief in biomassa, windenergie en gas, verder gespecificeerd.

6.3.1 Biomassa

De Nederlandse en Europese chemische industrie maakt op dit moment een moeilijke periode door. De concurrentiepositie is door de verschuiving van de mondiale vraag naar Azië, de toename van de productie in het Midden-Oosten, en de opkomst van schaliegas in de Verenigde Staten verzwakt. Echter, door de sterke afhankelijkheid van fossiele brandstoffen heeft Nederland een aantal strategische voordelen ten aanzien van technologieontwikkeling en gebruik van biomassa:

- Nederland heeft een strategische positie als doorvoerhaven van grondstoffen voor biobrandstof en mengfaciliteiten;
- Een uitgebreide gasinfrastructuur en sterke positie op de gasmarkt in NW Europa;
- Bedrijvigheid in de productie, handel en blending van biobrandstoffen;
- Aanwezigheid van sterke chemie sector en olieverwerkende industrie;
- Onderzoek naar nieuwe productiemethoden (2e generatie biobrandstoffen, biobased chemie, etc.);
- Sterke agro en logistieke sector;
- Concentratie van activiteiten in een cluster rond de Maasvlakte.

Uit een eerdere EurObserv'ER studie (Lako en Beurskens, 2010) blijkt dat Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen voornamelijk sterk zijn in productieprocessen voor tweede en derde generatie biobrandstoffen. Dit beperkt zich niet tot vloeibare biobrandstoffen zoals ethanol en biodiesel, maar omvat ook groen gas, hoewel voor groen gas de concurrentie uit Duitsland sterk is. Naast de Topsector Energie zijn binnen de Topsector Chemie bedrijven actief op het gebied van biomassagrondstoffen, -producten en -productieprocessen. Sinds 2010 is dit beeld niet wezenlijk veranderd.

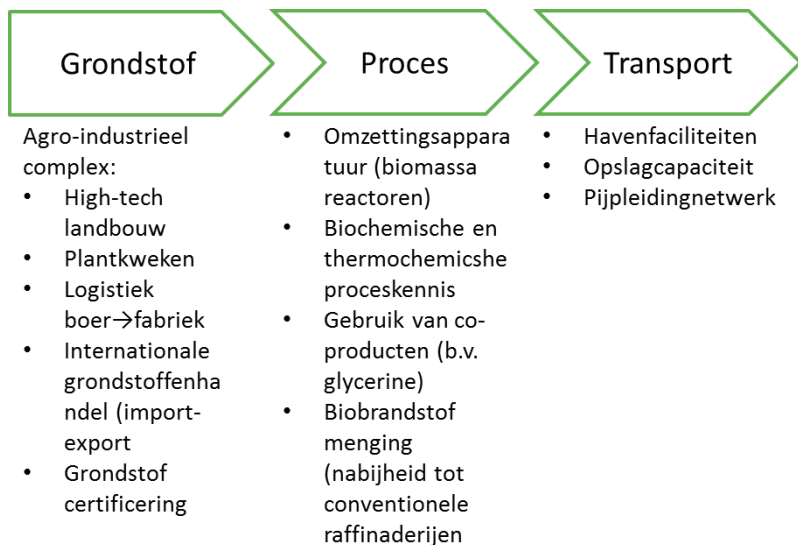
Producten en diensten op het gebied van biobrandstoffen

De waardeketen voor biobrandstoffen bestaat uit drie onderdelen: grondstoffen, productieproces en transport (zowel van grondstoffen, als van het eindproduct). Nederlandse bedrijven zijn in al deze schakels vertegenwoordigd. In **Figuur 27** staat aangegeven welke activiteiten onder deze onderdelen in Nederland plaatsvinden. Hoewel dit rapport vanuit het kader van de energiesector is geschreven, zijn de bedrijven in deze schakels meestal actief in meerdere traditioneel sterke sectoren buiten de energiesector zoals de agro-, chemie- en logistieke sector. Systemintegratie is voor biomassatoepassingen niet beperkt tot de energiesector, maar is ook gekoppeld aan bijvoorbeeld de chemie- en de brandstofsector (zie Hoofdstuk 5).

Positie technologieontwikkeling

In **Tabel 20** staat een overzicht van de technologieën die door Nederlandse bedrijven worden toegepast, ingedeeld naar het ontwikkelingsstadium waarin ze zich bevinden. Momenteel worden gevestigde technologieën als transesterificatie en ethanolproductie uit graan gebruikt om aan de huidige vraag naar biobrandstoffen te voldoen.

Figuur 27: Waardeketen voor biobrandstoffen



Bron: Bunzeck en Saidi (2010).

Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen ontwikkelen ook nieuwe technologieën zoals BTL, bijbehorende vergassingsprocessen en 2^e generatie ethanol (uit cellulose). Deze technologieën bevinden zich momenteel in de demonstratiefase, maar hebben naar verwachting op termijn het grootste groeipotentieel. Voorwaarde daarbij is dat deze technologieën de resterende ontwikkelingsfasen goed doorlopen en het tot commercialisering halen.

Tabel 20: Technologieontwikkeling in Nederland op het gebied van biobrandstoffen

Technologie	Brandstof	Ontwikkelingsfase	Omschrijving
HTU	Biodiesel	Kleinschalige demonstratie	Hydro Thermal Upgrading: productieproces voor biodiesel uit natte biomassa en organisch afval.
Ethanol uit cellulose	Bioethanol	Grootschalige demonstratie	Productieproces voor 2 ^e generatie bio-ethanol.
BTL	Alle biobrandstoffen	Grootschalige demonstratie	Biomass To Liquid: combinatie van vergassingsproces met Fischer-Tropsch proces om uit diverse biomassa stromen biobrandstof te produceren.
NExBTL	Biodiesel	Nichemarkten	BTL proces waarbij uit plantaardige olie biodiesel wordt geproduceerd.
Ethanol uit glycerol	Bioethanol	Nichemarkten	Productieproces om uit glycerol (reststroom uit transesterificatie) ethanol te produceren.
Ethanol uit graan	Bioethanol	Commercieel	Conventionele technologie om 1 ^e generatie bioethanol te produceren.
Transesterificatie	Biodiesel	Commercieel	Conventionele technologie om uit plantaardige en dierlijke oliën en vetten biodiesel te produceren.

Bron: Weterings et al. (2013).

Technologieën waarbij uit glycerol via een vergassingsproces methanol wordt geproduceerd en de NExBTL technologie bevinden zich in de nichemarktfase. In deze fase is de marktpositie wat minder onzeker en begint een technologie het marktpotentieel in te vullen. De technologie voor bio-ETBE (benzine additief) is hier niet opgenomen. De verwachte groei in de markt voor dit product wordt gelimiteerd door de beperkte beschikbaarheid van de daarvoor benodigde fossiele grondstof.

Positie ligging en infrastructuur

Door een gunstige ligging en grote havencapaciteit heeft Nederland inmiddels een sterke marktpositie op de markt voor 1^e generatie biobrandstoffen opgebouwd. Rotterdam biedt uitstekende blending mogelijkheden door de nabijheid van de olieraffinagesector. De huidige situatie biedt een goed uitgangspunt voor de verdere (markt)ontwikkeling van 2^e generatie biobrandstoffen. Deze brandstoffen worden in toekomstige (bio)raffinaderijen geproduceerd en vinden vervolgens een toepassing bij diverse typen eindgebruik. De grootschalige productie van biobrandstoffen zal door de in Nederland beperkte beschikbaarheid van landbouwgrond, op een bepaald moment afhankelijk worden van de import van biomassa. Daarnaast zijn er exportkansen in de constructie en onderhoud van geavanceerde procestechnologie zoals Fischer-Tropsch en biomass-to-liquid (BTL) processen.

6.3.2 Windenergie

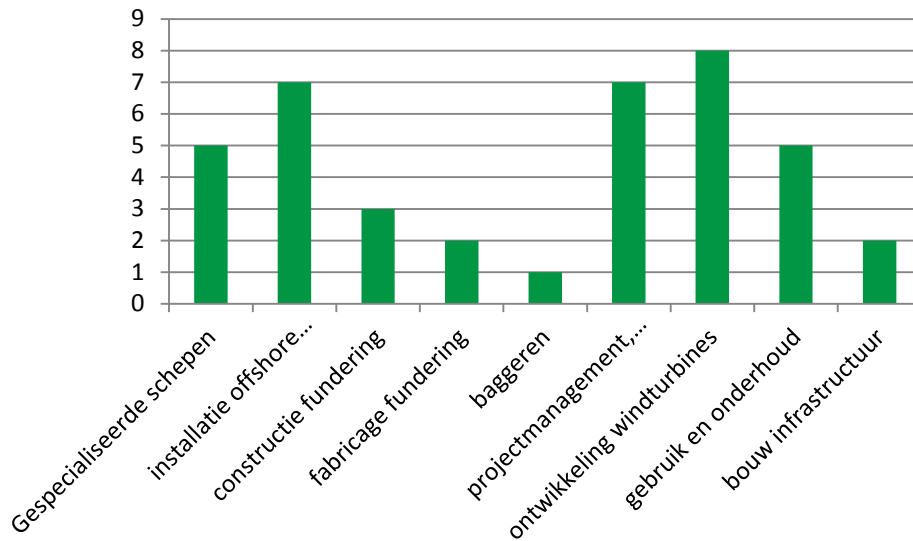
Nederlandse bedrijven zijn goed gepositioneerd in gespecialiseerde toepassingen voor wind op zee, zoals alle facetten van de constructie van offshore windparken, het aanleggen van een net op zee en de aansluiting op de elektriciteitsvoorziening op land. Daarnaast zijn er ook een aantal producenten actief in de productie en ontwerp van turbines en turbine-onderdelen, speciaal voor offshore toepassing (bijvoorbeeld direct drive concepten). Daarnaast heeft Nederland de beschikking over diepe havencapaciteit die als thuisbasis kan dienen voor de constructie van windparken op de Noordzee. De offshore windindustrie is daardoor een sterk ontwikkelde sector voor Nederland.

De Nederlandse windturbine industrie bestaat uit een aantal nichebedrijven die slechts een klein deel van de waardeketen innemen. Mondiaal is de markt voor on-shore windturbines goed ontwikkeld en wordt gedomineerd door een aantal grote spelers uit Denemarken, Duitsland en de Verenigde Staten. Deze spelers zullen naar verwachting ook een grote rol gaan spelen op de markt voor offshore windturbines.

Producten en diensten op het gebied van windenergie

Figuur 28 geeft het aantal Nederlandse bedrijven per sub-sector die actief zijn op het terrein van wind op zee. Activiteiten in de voorbereiding, constructie en bouw van windparken op zee (waaronder bijvoorbeeld ook het ontwikkelen van gespecialiseerde schepen die nodig zijn voor bouw en onderhoud van parken), inclusief infrastructuur zijn sterk vertegenwoordigd. Daarnaast zijn er ook activiteiten in de ontwikkeling van windturbines, voornamelijk op componentniveau. Er is ook een significante bijdrage op het gebied van onderhoud en gebruik van offshore windparken.

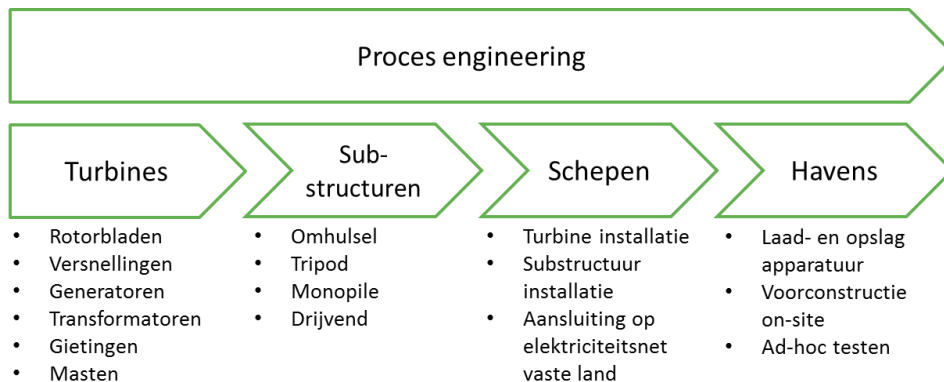
Figuur 28: Aantal Nederlandse bedrijven per sub-sector actief in wind op zee



Bron: Lako en Beurskens (2010).

De waardeketen voor wind op zee (**Figuur 29**) kan worden ingedeeld in vier onderdelen: turbines, substructuren, schepen en havens. Nederlandse bedrijven zijn in alle schakels vertegenwoordigd, echter in de schakel turbines is de vertegenwoordiging zwak. Voor een aantal onderdelen van de schakels geldt dat er sterke raakvlakken zijn met sectoren buiten de energiesector, zoals consultancy, havenactiviteiten, civiele techniek en gespecialiseerde scheepsbouw.

Figuur 29: Waardeketen windenergie op zee



Bron: Bunzeck en Saidi (2010).

Positie technologieontwikkeling

In **Tabel 21** staan de activiteiten van Nederlandse bedrijven beschreven die werkzaam zijn op het terrein wind op zee, ingedeeld naar het ontwikkelingsstadium waarin ze zich bevinden. Baggeren, projectmanagement, consultancy, financiering en de bouw van gespecialiseerde schepen zijn volledig gecommercialiseerde, sector-overstijgende activiteiten waarin Nederland een sterke positie heeft. Nederlandse bedrijven zijn ook sterk in activiteiten op het gebied van near-shore funderingen, maar deze activiteit is

niet sector-overstijgend. De integratie van actoren in de keten voor de constructie van windturbineparken is nog niet uitontwikkeld, maar deze activiteit is daarmee vrijwel commercieel. Dat geldt ook voor de aanleg van enkelvoudige netaansluitingen met land waar verdere uitrol en leerprocessen de technologie verder naar commercialisering drijven. Voor beide technologieën geldt dat ze vlak voor de versnellingsfase van hun uitrol zijn aangekomen.

Tabel 21: Technologieontwikkeling in Nederland op het gebied van wind op zee

Technologie	Activiteit	Ontwikkelingsfase	Omschrijving
Gespecialiseerde schepen	Bouw gespecialiseerde schepen	commercialisering	
Constructie en installatie windturbines en transformatorstations	Constructie windturbineparken	Nichemarkt/commercialisering	Samenwerking tussen actoren nog in ontwikkeling
Fabricage en constructie funderingen	Near shore funderingen	Commercialisering	Voor funderingen is er geen duidelijke technologische richting, meer verschillende concurrerende technologieën die voor bepaalde situaties een eigen meerwaarde hebben.
	Diep water funderingen	Kleinschalige demonstratie	
Baggeren	Baggeren	Post commercieel	
Projectmanagement, consultancy en financiering	Projectmanagement, consultancy en financiering	Post commercieel	
Ontwikkeling windturbines	Turbine ontwerp	Nichemarkt	
Gebruik en onderhoud	Onderhoud strategieën	Grootschalige demonstratie	
Aanleg infrastructuur	Offshore grid	Grootschalige demonstratie	
	Enkelvoudige aansluiting	Nichemarkt/commercialisering	

Bron: Weterings et al. (2013).

Hoewel in Nederland maar een klein deel van de waardeketen voor de bouw van turbines wordt gerealiseerd (en daarom hier niet opgenomen) is het turbineontwerp wel een substantiële activiteit die in een nichefase verkeerd. Onderhoudstrategieën, de aanleg van offshore netwerken (meerder parken op een kabel) en diep water funderingen zitten nog in een demonstratiefase. Voor deze technologieën geldt dat het marktpotentieel nog nauwelijks wordt ingevuld.

Naar verwachting zal er op technologisch gebied de komende tien jaar behoefte zijn aan de ontwikkeling van lichter en sterker materiaal voor rotoren. Er zullen verbeteringen plaats moeten vinden die de kosten van de funderingen tot 40 m diep verlagen. Ook de logistiek en de installatiestrategieën van windparken op zee zullen zich verder moeten ontwikkelen (IEA, 2012). Het is voor Nederlandse bedrijven belangrijk aan te sluiten bij deze verwachtingen om hun positie op de constructiemarkt te behouden en verder uit

te breiden. Na 2020 wordt een ontwikkeling van nieuwe generatie offshore turbines en funderingen voor dieper water verwacht (IEA, 2012). Naar verwachting ligt voor de Nederlandse offshore windsector hier de beste kansen op het gebied van de funderingen en constructie in diep water. Offshore wind zal voornamelijk in zogenaamde OESO Annex I landen plaats vinden.

6.3.3 Gas

Dankzij de aanwezigheid van gas in Nederland is er een zeer uitgebreide gassector aanwezig. De activiteiten zijn onder te verdelen in vijf categorieën:

- Exploratie en productie (upstream sector);
- Gas transport, distributie en opslag;
- Handel en gas levering;
- LNG terminals en import;
- Research en development.

Over deze vijf categorieën heen zijn er ook ondersteunende activiteiten vanuit bijvoorbeeld de ingenieurs- en financiële sector (Brattle Group, 2010).

De upstream sector is in Nederland sterk vertegenwoordigd door internationaal opererende bedrijven. Onshore is de Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM, een joint venture van Shell en Exxon) veruit de grootste producent. Offshore is het veld verdeeld over bedrijven met een buitenlandse moedermaatschappij. Per jaar wordt er naar schatting € 1 miljard geïnvesteerd in exploratie en productie. Hiervan is € 700 miljoen in gas exploratie en productie en 300 miljoen euro in gerelateerde diensten.

Het hoge druk gastransport door Nederland wordt verzorgd door Gasunie. De distributienetwerken zijn in handen van de distributienetwerkbeheerders. Nederland telt drie opslagfaciliteiten waarvan Norg en Grijpskerk door de NAM en Alkmaar door TAQA (Abu-Dhabi National Energy Company) wordt beheerd. Momenteel zijn er drie opslagfaciliteiten in ontwikkeling. In Bergermeer ontwikkelt een consortium van TAQA, PetroCanada, EBN en Dyas een faciliteit. EBN en Dyas zijn Nederlandse bedrijven. In Zuidwending ontwikkelen Gasunie en Nuon twee opslagfaciliteiten.

APX-ENDEX is de eigenaar en operator van de gasmarkt. Gasterra is met 50-60% van het handelsvolume op de groothandelsmarkt de dominante handelaar. Verder zijn er ongeveer 30 gasleveranciers actief in gaslevering. Ongeveer 85% van deze markt wordt ingenomen door Essent, Eneco, Nuon en Delta.

Een nieuwe ontwikkeling in de Nederlandse gassector is het gebruik van LNG. In 2011 is op de Maasvlakte de Gate Terminal geopend.

Kennisinstellingen als TNO, ECN, KEMA en het Energy Delta Institute zijn actief in gas gerelateerde R&D evenals de universiteiten in Groningen en Delft en de Energy Academy Europe. Onderzoek richt zich op het gebruik van biomassa, groen gas, hernieuwbare elektriciteit en duurzaam transport. Het gaat daarbij niet alleen om technologieontwikkeling maar ook op financiële- en markt vraagstukken.

6.4 Samenvatting

Voortzetting van de verduurzaming van de energiehuishouding via zeer stringente CO₂-reducties in 2050 zal de energiehuishouding drastisch doen veranderen. Deze ontwikkeling zal naar verwachting leiden tot meer nieuwe spelers en nieuwe rollen in het energieveld en een veranderende afstemming binnen de energiehuishouding. Dit biedt kansen voor leveranciers van zowel technologie als van diensten.

Het bedrijfsleven heeft momenteel weinig inzicht in de duurzaamheid van verdienmodellen op het gebied van systeemintegratie en flexibiliteit. Zowel de aanbieders als de eindgebruikers van technologieën en diensten schatten de risico's hoog in wat zich vertaalt in korte terugverdiertijden voor investeringen. Een integrale visie op het energiesysteem, met oog voor optimalisatie van het functioneren van het energiesysteem als geheel, en centrale regie op de uitvoering daarvan, kunnen bijdragen aan het creëren van stabiele marktcondities waarbinnen bedrijven duurzame verdienmodellen kunnen ontwikkelen voor technologieën en diensten op het gebied van flexibiliteit en systeemintegratie.

Gegeven de omvang en het complexe karakter van de energietransitie is het nog onduidelijk waar deze kansen op lange termijn precies komen te liggen en welke specifieke sterktes daarvoor van belang zijn. Echter, het Nederlandse vestigingsklimaat, de gunstige ligging in Noordwest Europa, de goede infrastructuur, de sterke positie van consultancy en andere diensten in de energiesector en de aanwezigheid van technologieleveranciers op het gebied van slimme infrastructuur en energieconversie geeft Nederland een goed uitgangspunt. Nieuwe technologieën en diensten kunnen echter alleen ontstaan en groeien als beleid en marktinrichting ook de juiste prikkels en randvoorwaarden scheppen en er bereidheid is om te investeren in proeftuinen.

De barrières op het gebied van systeemintegratie kunnen niet alleen met onderzoek binnen de TKI's worden opgelost. Uit deze studie blijkt dat ook aanpassingen in wet- en regelgeving, verdere ketenintegratie en regie op de ontwikkeling van het energiesysteem als geheel nodig zijn om deze ontwikkelingen en de bijbehorende bedrijvigheid te stimuleren.

Specifieke kansen voor biomassa

Het gebruik van biomassa in de energiesector is een mogelijkheid om aan de aanbodkant van de energievoorziening (elektriciteit en warmte) flexibiliteit te bieden. Regelbare capaciteit zoals gas- en kolencentrales kunnen met biobrandstoffen CO₂-arm ingezet worden. Biobased technologie sluit goed aan op bestaande sterktes van de Nederlandse energie- en industriesector welke nu nog sterk afhankelijk zijn van fossiele brandstoffen. Nederlandse bedrijven richten zich momenteel sterk op de ontwikkeling van geavanceerde biobrandstofproductie en biochemie. Daarbij heeft Nederland een gunstige ligging en infrastructuur om een centrale rol te spelen in de verwerking van biomassa tot (half)fabricaten en brandstoffen.

Specifieke kansen voor windenergie

De grootschalige uitrol van windturbines zal de vraag naar flexibiliteit laten toenemen. Windturbines kunnen echter ook een bijdrage leveren in het vergroten van de

flexibiliteit van het elektriciteitssysteem, bijvoorbeeld door het ontwikkelen en inzetten van meer flexibele windturbines of door het tijdelijke afschakelen van windturbines tijdens piekproducties van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen.

In de offshore windsector zijn Nederlandse bedrijven actief in verschillende werkzaamheden. Activiteiten als baggeren, projectmanagement, consultancy en financiering worden commercieel ingezet in diverse sectoren. Daarmee zijn deze activiteiten robuust tegen een tegenvallende offshore windmarkt. De bouw van gespecialiseerde schepen en productie van near-shore funderingen zijn commercieel en sluiten daarmee aan op de huidige plaatsing van offshore windparken, relatief dicht bij de kustlijn. Hoewel er geen substantiële activiteiten zijn op het gebied van turbinebouw, zijn Nederlandse bedrijven wel goed in turbineontwerp. Dit betreft turbines in de nichemarktfase. Verder worden in Nederland onderhoudsstrategieën ontwikkeld en gedemonstreerd.

Naarmate geschikte locaties dicht bij de kust schaarser worden, zullen windparken meer en meer in diep water, verder van de kust, worden geplaatst. Nederlandse bedrijven spelen in op de specifieke technieken die daarvoor ontwikkeld moeten worden op het gebied van diep-waterfunderingen en de aanleg van offshore elektriciteitsnetwerken. Deze technologieën bevinden zich nog in een vroege ontwikkelingsfase.

Specifieke kansen voor gas

Het gebruik van gas biedt meerdere flexibilitets- en integratiemogelijkheden binnen het energiesysteem.

- Gascentrales kunnen flexibiliteit bieden voor zowel de elektriciteitsmarkt van Nederland, als ook voor die van ons omringende landen (ECN, 2014).
- Gasopslag biedt de mogelijkheid tot het diversifiëren van het gasaanbod (Rusland, Noorwegen, LNG uit andere landen) en het opvangen van seizoenfluctuaties in de productie van groen gas.
- Conversie van elektriciteit naar gas (en vice versa) integreert het gas- en het elektriciteitssysteem waardoor er meer mogelijkheden ontstaan om (over)aanbod van de ene energiedrager te koppelen aan schaarste van de ander. Door de hoge operationele kosten van power-to-gas komt deze optie echter pas in beeld bij strenge emissiedoelstellingen (ECN en DNV GL, 2014).

De exploratie, productie en handel in gas wordt gedomineerd door internationaal opererende bedrijven. De mondiale groei van gasvraag en de ontwikkeling van LNG biedt groeimogelijkheden voor deze bedrijven en hun toeleveranciers. Dat geldt ook voor de toeleveranciers van bedrijven in distributie, handel en levering in Nederland welke vanwege hun rol geografisch gebonden zijn.

7

Implicaties voor de rol en agenda van de Topsector Energie

In dit hoofdstuk bespreken we de implicaties van het thema systeemintegratie voor de rol en agenda van de Topsector Energie (TSE) in het algemeen en met betrekking tot het onderhavige perceel 1 – i.e. veranderingen in de aanbodmix van de Nederlandse energievoorziening – in het bijzonder. Deze bespreking is gebaseerd op suggesties en aanbevelingen die naar voren zijn gebracht tijdens interviews met externe deskundigen, alsmede de eigen gedachten en ideeën die zijn opgedaan tijdens de bestudering en verwerking van de gehanteerde literatuurbronnen – zoals uiteengezet in de vorige hoofdstukken – aangevuld met enkele recente, specifieke bronnen (TSE, 2014a en 2014b; Van der Vooren en Ros, 2014; CE Delft en Triple E, 2014).

In onderstaande Sectie 7.1 presenteren en bespreken we allereerst een aantal suggesties en aanbevelingen die naar voren zijn gekomen tijdens de interviews met experts, gevolgd door Sectie 7.2 waarin we enkele eigen suggesties en aanbevelingen naar voren brengen ten aanzien van de rol en agenda van de TSE met betrekking tot het thema systeemintegratie.

7.1 Suggesties en aanbevelingen door geïnterviewde experts

Tijdens de gevoerde interviews (zie Bijlage A voor de lijst van geïnterviewde experts) is – naast een bespreking van allerlei aspecten van het thema systeemintegratie – ook steeds expliciet gevraagd naar suggesties en aanbevelingen voor de rol en agenda van de Topsector Energie met betrekking tot dit thema. Deze input is verzameld in de

onderstaande **Tabel 22** en door ons ingedeeld in de categorieën technologie, markt, beleid/regulering ('governance'). Daarnaast zijn enkele aanbevelingen specifiek op (de organisatie van) de TSE gericht.

Tabel 22: Overzicht suggesties en aanbevelingen door geïnterviewde experts met betrekking tot het TSE themaprogramma Systeemintegratie

Suggesties en aanbevelingen (per categorie)
<i>Technologie</i>
Beter inschatten van het techno-economisch potentieel van de diverse flexibiliteitsopties.
Beter inzicht in (lokale) 'power-to-heat'-opties (wellicht goedkoopste/makkelijkste oplossingsrichting).
Aandacht voor interactie van elektriciteitssysteem met mobiliteit en warmte.
<i>Markten</i>
Marktwerking is een belangrijk ordenend principe en dat moet centraal staan. Daarnaast moet je zorgen dat de infrastructuur en andere basiscondities goed zijn (faciliteren, maar de markt het werk laten doen).
Elasticiteit van de vraag verbeteren: bijvoorbeeld allocatie met behulp van slimme meters plaats laten vinden op basis van kwartierwaarden. Hiervoor moeten de daarbij benodigde datastromen mogelijk gemaakt worden, onder andere voor vraagsturing en facturatie.
Ontwikkeling van "aggregators" die decentrale flexibiliteit bundelen en daarmee op de markt kunnen gaan en diensten leveren aan DSO's en TSO's. Zo zouden zon-PV partijen dan ook programmaverantwoordelijkheid kunnen gaan dragen, en daarmee zowel vrager als aanbieder van flexibiliteit worden.
Belangrijke vragen zijn hoe kunnen we op alle fronten, niveaus en markten de efficiency van de kostenallocatie en prijsvorming verbeteren zodat het energiesysteem flexibeler wordt? En wat zijn daarvan de implicaties in termen van het 'verdelingsvraagstuk'?
Hoe is het gedrag optimaal te sturen in termen van flexibiliteit, inclusief technologie – slimme meters, smart netwerken, etc. – prijsprikkels, overige prikkels, e.d.?
Kijk niet alleen naar technische oplossingen maar ook naar marktoplossingen voor het creëren/verbeteren van flexibiliteit/systeemintegratie.
Veel van de verdienmodellen die relevant zijn voor het flexibiliteitsvraagstuk zijn gebaseerd op prijsvolatiliteit. Echter, als je meer van deze business cases/flexibiliteitsopties toe gaat passen, dempt dat inherent weer de prijsvolatiliteit. Bewustwording van dit principe is noodzakelijk. Dit is voornamelijk van belang voor kapitaal intensieve investeringen.
<i>Beleid/regulering ('governance')</i>
Je moet (als overheid) duidelijker piketpalen durven slaan op de grote lijnen waar we heen gaan om meer duidelijkheid en (investerings-)zekerheid te creëren, en vervolgens de markt en actoren dit zelf in laten vullen. Je zou een uitvoeringsorganisatie met slagkracht in het leven moeten roepen om de transitie goed te organiseren (zorgen dat de juiste actoren vervolgens de antwoorden op de juiste vragen vanzelf formuleren).

Redeneer vanuit het faciliteren van (nieuwe en bestaande) actoren en hun rol en business case, niet vanuit netten en techniek – dat is de beste kans om in 2035 efficiënt gebruik te maken van je infrastructuur.
Meer en slimmer gebruik maken van data en informatie – datastromen zijn nodig in een faciliterende rol.
Veel effecten komen niet door duurzaamheid zelf maar door beleid op duurzaamheid – goed over nadenken. Zo wordt momenteel veel aanpassingsvermogen gevraagd van conventioneel door duurzaam op de huidige manier te promoten. Alternatieven zouden zijn om een CO ₂ -heffing toe te passen in plaats van subsidies voor duurzame energie (of in het geval van feed-in tarieven, dan ook programmaverantwoordelijkheid invoeren). Kortom: zorgen voor een prijsprikkel aan de marge.
Regionale netbeheerders laten opstaan als nieuwe vragende partij voor congestiemanagementdiensten en daarmee producten met een regionale component. Dergelijke diensten moet je verhandelbaar maken. Bestaande leveranciers zouden ook leveranciers van deze flexibiliteit kunnen worden.
Splitsen van het verbruik achter de meter, met name het apart bemeteren van de laadpaal voor elektrisch transport. Op deze wijze kan deze worden ondergebracht bij aparte “aggregators”, zodat dit door specifieke partijen ontwikkeld kan worden die - bijvoorbeeld - 10,000 laadpalen beheren en daarmee op zichzelf kunnen opereren op de elektriciteitsmarkt.
Nederland moet een duidelijkere en meer proactieve eigen strategie hebben binnen Noordwest Europa (gebaseerd op eigen krachten, stakeholders, mogelijkheden die ontstaan door buurlanden) om als driver in de energietransitie te fungeren.
Rol van de overheid in systeemintegratie is cruciaal. Nu is de hele regulering nog vooral ‘top-down’ ingericht, met regelgeving opgelegd van bovenaf. We moeten echter naar een marktordering van onderop (met juiste, efficiënte kostenallocatie en prijsprikkels).
Meer aandacht voor centrale versus decentrale oplossingen/flexibiliteitsopties: hoe kosteneffectief zijn centrale versus decentrale oplossingen/opties?
Hoe kun je bewerkstelligen dat de kosten als geheel, i.e. voor het gehele, geïntegreerde energiesysteem in de hand blijven?
De ware transitie zit niet aan de capaciteitskant, maar downstream op het gebied van (nieuwe) rollen van actoren, verantwoordelijkheden tussen DSO's en TSO's, business modellen, prijsprikkels, meer IT- en data-gebaseerde systemen diensten en gedrag.
<i>Organisatie Topsector en TKI's</i>
Op micro niveau (lokaal, decentraal) zien we een integratie van de drie betreffende TKI's (zon PV, Smart Grids en EnerGo). Dat bevordert het uitzetten en stimuleren van de programmalijn 'systeemintegratie' op micro niveau. Op macro niveau (nationaal, internationaal) echter missen we een vergelijkbare ontwikkeling. Wellicht zou de bestaande TKI structuur verder hervormd moeten worden (bijvoorbeeld door een verdergaande samenwerking/integratie van de TKI's op 'macro' niveau, zoals de TKI's Wind, Gas en BBE).
Aandacht van de TSE gaat nu vooral uit naar de afzonderlijke onderdelen (vraag, aanbod, e.d.) maar zou zich veel meer moeten richten op de systeem- en integratievraagstukken.

Bron: Geclusterde uitkomsten uit gevoerde interviews (zie lijst Bijlage A).

Uit de tabel valt direct op dat er relatief weinig suggesties en aanbevelingen in de categorie ‘technologie zijn, en des te meer in de categorieën ‘markt’ en ‘beleid/regulering’. Opgemerkt dient te worden dat deze suggesties gedaan zijn door een relatief beperkt aantal, mogelijk selectieve groep, van experts (~20; zie Bijlage A). Tevens hoeft deze bevinding ook niet direct te zeggen dat technologie niet van belang zou zijn, maar eerder dat juist op het gebied markt en beleid vragen en onzekere factoren liggen, die een bepalende rol gaan spelen, ook voor de technologie(ontwikkeling) op het gebied van flexibiliteitslevering.

Binnen de categorie markt is er veel aandacht voor de vraag hoe de markt optimaal het bieden van de benodigde flexibiliteit zou kunnen faciliteren door het genereren van de juiste prijsprikkels en kostenallocaties en op die manier geschikte prijs- en marktmechanismen kan creëren voor het omgaan met vraag naar en aanbod van flexibiliteit.

In de categorie beleid/regulering vallen twee elementen op. Allereerst is er veel aandacht voor decentrale vraagstukken en de ontwikkelingen die daar plaatsvinden en/of mogelijk zijn. Bijvoorbeeld het verzorgen van de juiste decentrale (prijs)prikkels voor flexibiliteit en participatie van (nieuwe) actoren wordt veel genoemd. Daaraan gerelateerd wordt de rol van datastromen en IT-infrastructuur benadrukt. Verder refereren veel van de geïnterviewde experts aan de rol van de overheid om duidelijkheid op hoofdlijnen of thema’s te bieden, om op die manier enige mate van beslissingszekerheid voor actoren te creëren.

Tenslotte is een opvallend element van **Tabel 22** als geheel dat diverse suggesties en aanbevelingen doorgaans rechtstreeks betrekking hebben op de gangbare rol en agenda van de overheid – marktoordening, regulering, beleidsuitvoering, etc. – en niet direct alleen relevant zijn voor de Topsector Energie. Dit nodigt uit tot reflectie op waar de rol van de overheid en die van de TSE overlappend dan wel aanvullend kunnen zijn, juist op dit grensvlak van technologie en beleid.

7.2 Suggesties en aanbevelingen door de auteurs

Twee kerndoelstellingen van de Topsector Energie zijn (i) het versterken van de concurrentiepositie van Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen op het terrein van de energievoorziening, en (ii) het bijdragen aan de transitie naar een CO₂-arm energiesysteem (Van der Vooren en Ros, 2014). In aanvulling op het zevental Topconsortia voor Kennis en Innovatie (TKI’s), die zich ieder richten op enkele specifieke programmalijnen, is de TSE in 2014 gestart met het TKI overschrijdende programma Systeemintegratie. De primaire doelstelling van dit programma kan omschreven worden als *“het stimuleren van systeeminnovaties die leiden tot nieuwe kennis, diensten en producten die nodig zijn om de energievoorziening van de toekomst zodanig in te richten dat deze zoveel mogelijk gebruik maakt van het potentieel voor duurzame energie, betrouwbaar en betaalbaar blijft en de transitie naar een duurzame energievoorziening optimaal faciliteert.”*(TSE, 2014a).

Het programma Systeemintegratie bestaat uit de volgende drie hoofdlijnen (TSE, 2014a en 2014b):

1. *Hybride energie-infrastructuren*; richt zich op het analyseren en verbeteren van de interactie tussen energie-infrastructuren (elektriciteit, gas, warmte, koude) en hun rol in de energiewaardeketen.
2. *Energieopslag*; richt zich op onderzoek en ontwikkeling van verschillende vormen van energieopslag en hun interactie met de energiewaardeketen, in het bijzonder van systeemintegrerende vormen van energieopslag.
3. *Keteninteracties*; richt zich op de ontwikkeling van modellen, scenario's, studies, kosten-batenanalyses, etc., die de energiewaardeketen en de interacties daarbinnen integraal beschrijven, analyseren en oplossingen ontwikkelen.

De onderhavige studie (perceel 1) is het meest verwant met de bovengenoemde derde programmalijn (Keteninteracties).

Gebaseerd op deze studie, met inbegrip van de geraadpleegde literatuurbronnen en geïnterviewde experts, en uitgaande van het doel en de context zoals hierboven kort geschetst, zijn onze belangrijkste aanbevelingen voor het TSE programma Systeemintegratie, en dan voornamelijk de programmalijn Keteninteracties, als volgt:

1. Werk verder aan het ontwikkelen van een lange-termijn visie op het thema systeemintegratie binnen het algemene kader van de toekomstige, duurzame energievoorziening in Nederland. Een dergelijke visie is niet alleen van belang als basis voor het TSE programma Systeemintegratie maar kan tevens een wezenlijke bijdrage leveren aan:
 - het verminderen van het risico op vroegtijdige lock-in situaties op het gebied van technologieontwikkeling en het (daarmee) vroegtijdig afsluiten van paden voor de periode na 2030;
 - het vormen van consensus – en mogelijk zelfs een maatschappelijk akkoord – tussen de gouden driehoek van de TSE (overheid, bedrijfsleven en kennisinstellingen), met inbegrip van wellicht andere maatschappelijke partijen, over de ontwikkeling van de toekomstige energievoorziening in Nederland;
 - het tegemoetkomen in de behoefte van actoren binnen het energiesysteem aan een zekere mate van duidelijkheid, coördinatie, regie en sturing van het transitieproces naar een CO₂-arme energievoorziening (voor nadere details, zie **Box 2**, alsmede Van der Vooren en Ros, 2014).
2. Richt je aandacht binnen het programma Systeemintegratie primair op de **integrale dimensie en de interacties** tussen de verschillende aspecten die samen de koers van de energietransitie bepalen, i.e.:
 - de ontwikkeling van zowel technische, economische, institutionele en maatschappelijke systeeminnovaties, specifiek rekening houdend met de interactie daartussen;
 - het analyseren en verbeteren van de (horizontale) verbindingen tussen de vier (verticale) silo's van de energiewaardeketen. i.e. energieproductie, -opslag, -infrastructuur en -verbruik.
 - de TKI overschrijdende – of doorsnijdende – elementen van de afzonderlijke TKI programmalijnen;

- de interactie van de afzonderlijke subsystemen van de energievoorziening (elektriciteit, gas, warmte, koude), zowel vanuit technologisch als ook vanuit economisch en institutioneel perspectief.
3. Implementeer onderzoek naar een maatschappelijke, kostenoptimale routekaart voor een verdergaande flexibilisering en integratie van het energiesysteem bij een toenemend aandeel hernieuwbaar in de energievoorziening.
 4. Richt je aandacht binnen de programmalijs Keteninteracties vooral op de **economische, institutionele, maatschappelijke en beleidsaspecten van systeemintegratie**, die als drijvende krachten voor een groot deel de richting en omvang van de in te zetten (flexibiliteits)opties zullen bepalen. In het bijzonder omvat dit:
 - het onderzoeken en vormgeven van adequate prijsprikkels, kostenallocaties, verdienmodellen, marktordening, regelgeving en maatschappelijke acceptatie voor afzonderlijke flexibiliteitsopties;
 - de optimale inzet van deze opties voor het energiesysteem als geheel.
 5. Creëer meer ruimte voor goed begeleide, zorgvuldige experimenten – bijvoorbeeld in de programmalijs Keteninteracties – om op gebouw-, wijk- en wellicht regioniveau ervaring op te doen met technische, economische en institutionele innovaties gericht op vergroting van flexibiliteit en systeemintegratie.
 6. Besteedt hierbij expliciet aandacht aan de dimensies **Nederland versus (NW) Europa** en **centraal versus decentraal**. Meer specifiek:
 - de sterke interactie tussen en invloed van ontwikkelingen in Europa en onze buurlanden op keuzes en ontwikkelingen in Nederland en vice versa;
 - de mogelijkheden om het flexibiliteitsvraagstuk decentraal alsmede centraal te adresseren, en belang van optimalisatie tussen die dimensies voor het systeem als geheel.
 7. Richt je aandacht naast de robuuste elementen binnen de ontwikkeling van het energiesysteem vooral op de (inherent) **onzekerheden** van systeemintegratie en flexibiliteitsopties, de mogelijke implicaties van deze onzekerheden en de mogelijkheden om deze onzekerheden te reduceren en te adresseren.
 8. Versterk de **TSE organisatie op het terrein van de systeemintegratie** onder andere door:
 - het verder bevorderen van de samenwerking tussen de TKI's, niet alleen voor systeemintegratie op micro niveau (lokaal, regionaal) maar ook op macro niveau (nationaal);
 - het waarborgen van voldoende capaciteit (expertise, menskracht) voor het uitzetten en begeleiden van onderzoeksopdrachten op het terrein van systeemintegratie en flexibiliteitsvoorziening.

Box 2: Het belang van het ontwikkelen van een TSE visie op systeemintegratie

Voor het realiseren van de doelstelling van het TSE programma Systeemintegratie is allereerst een leidende visie nodig over de ontwikkeling van de Nederlandse energievoorziening op de lange termijn. Uitgaande van een bepaald einddoel, bijvoorbeeld 80% reductie van broeikasgasemissies in 2050, zou een dergelijke visie een beeld moeten schetsen van de toekomstige energievoorziening in Nederland aan de hand van (bijvoorbeeld) de volgende vragen: wat zijn de gewenste ontwikkelingsrichtingen voor de Nederlandse energievoorziening tot 2050, wat zijn de robuuste elementen en onzekerheden in de te verwachten ontwikkelingen voor Nederland en NW Europa waarbinnen we opereren, welk niveau van betrouwbaarheid geldt als minimumconditie richting 2050, binnen welke grenzen willen we dat betaalbaarheid van het systeem zich ontwikkelt en hoe is dat te waarborgen, wat zijn de belangrijkste uitdagingen die we tegen gaan komen en welke oplossingsrichtingen horen daarbij, welke maatregelen moeten worden genomen om het einddoel te bewerkstelligen, hoe faciliteren we actoren om in te spelen op de oplossingsrichtingen binnen dit kader, welke kansen zien we daarbinnen specifiek voor Nederlandse bedrijven en kennisinstellingen, en welke rol gaat de Topsector Energie spelen in de ontwikkelingen (i.e. wat kun je van de TSE verwachten)?

Overigens, zoals Van der Vooren en Ros (2014) terecht opmerken, wordt visie in dit verband vaak ten onrechte opgevat als een blauwdruk van de toekomst, een beschrijving van het energiesysteem zoals dat er in 2050 zal uitzien. Die blauwdruk kan onmogelijk worden gegeven: daarvoor zijn er te veel onzekerheden. Een duidelijke visie met enkele belangrijke pijlpalen geeft echter richting aan de zoektocht, waarbinnen ontwikkelingen voortdurend worden geëvalueerd, beleidsmaatregelen worden bijgesteld, kansen worden gecreëerd en uiteindelijk worden benut. Een visie met een beoogd einddoel gaat verder dan het denken in afzonderlijke onderdelen of losstaande technologieën. Juist het zoeken naar een geïntegreerd systeem om het einddoel te bereiken en de robuuste elementen die daar het beste in passen geeft meerwaarde aan het proces (Van der Vooren en Ros, 2014) en kan een kader stellen waarbinnen alle verschillende actoren hun eigen invulling kunnen zoeken en optimaliseren.

Het gaat hierbij om een visie op de Nederlandse energievoorziening op de *lange* termijn met voldoende aandacht voor (het faciliteren van) ingrijpende innovaties van het energiesysteem en voldoende ruimte voor nieuwkomers, i.e. nieuwe spelers en marktpartijen met nieuwe rollen in de energiehuishouding. Een dergelijk lange termijn visie levert een bijdrage aan het verminderen van het risico op vroegtijdige lock-in situaties en het afsluiten van paden die na 2030 blijken nodig te zijn (Van der Vooren en Ros, 2014).

Het ontwikkelen van een visie over het Nederlandse energiesysteem past bij de Topsector, zeker gezien de uiteenlopende belangen van de verschillende spelers in de gouden driehoek (overheid, bedrijven en kennisinstellingen). Een dergelijk proces levert daarmee een bijdrage aan de consensusvorming tussen de

belangrijkste betrokken partijen over de ontwikkeling van de toekomstige energievoorziening in Nederland. Het zou daarmee tevens tot op zekere hoogte tegemoetkomen in de behoefte aan een zekere mate van coördinatie, sturing en regie van het transitieproces naar een CO₂-arme energievoorziening (Van der Vooren en Ros, 2014). Hierdoor wordt de (beleids)onzekerheid voor zowel private als publieke investeringen in dit proces enigermate gereduceerd. Daarnaast zou een dergelijke visie de basis kunnen vormen voor een maatschappelijk akkoord tussen alle betrokken partijen over de inrichting van de Nederlandse energiehuishouding gedurende een bepaalde periode, bijvoorbeeld als opvolger van het SER Energieakkoord na 2023.

Tenslotte, naast bovenstaande algemene aanbevelingen willen we hieronder nog enkele specifiekere suggesties naar voren brengen over onderzoek naar systeemintegratie en flexibiliteitsopties binnen de programmatische Keteninteracties.

Deze suggesties betreffen de volgende onderwerpen:

1. *Vraag naar flexibiliteit.* Veel (nuttig en noodzakelijk) onderzoek richt zich op de ontwikkeling van het aanbod van flexibiliteit terwijl het inzicht in de vraag naar flexibiliteit nog altijd vrij beperkt is. Meer onderzoek is gewenst naar (i) de verwachte groei en omvang van de vraag naar flexibiliteit bij een stijgend aandeel zon en wind in de elektriciteitsvoorziening, (ii) de differentiatie van deze vraag naar aggregatieniveau (lokaal, regionaal, nationaal) en tijdsperiode (minuut, uur, dag week, etc.), (iii) de achterliggende factoren (determinanten) van de vraag naar flexibiliteit, en (iv) de gevoeligheid van de vraag naar flexibiliteit voor veranderingen in deze factoren.
2. *Invloed van elektriciteitsprijs en volatiliteit daarvan.* De elektriciteitsprijs en de volatiliteit daarvan is een cruciale determinant achter de ontwikkeling van de flexibiliteitsopties die nodig zijn voor het accommoderen van hogere aandelen hernieuwbare energie. Het is ook een van de meest bepalende aannames achter veel van de bestaande modelstudies naar vraag en aanbod van flexibiliteit. Veel van deze studies richten zich echter op een veelheid aan scenario's op het gebied van hernieuwbare energie of CO₂-emissiereductiedoelstellingen. In aanvulling zou onderzoek naar de effecten van verschillende (extreme) prijsontwikkelingsscenario's veel inzicht kunnen geven.
3. *De samenhang tussen flexibiliteitsopties.* Veel (nuttig en noodzakelijk) onderzoek richt zich op de ontwikkeling van het aanbod van afzonderlijk (categorieën) flexibiliteitsopties. Naast dit onderzoek dienen verschillende (categorieën) flexibiliteitsopties in onderlinge samenhang te worden bekeken. Bijvoorbeeld, wat zijn de maatschappelijke implicaties van de invoering van een bepaald optie – een capaciteitsvergoeding voor flexibel conventioneel vermogen – voor andere opties (energieopslag, vraagresponse), of hoe ziet op langer termijn de maatschappelijk optimale mix van flexibiliteitsopties en systeemintegratie er uit in termen van duurzaamheid, betrouwbaarheid en betaalbaarheid van het energiesysteem?

4. *Faciliteren van flexibiliteitsopties.* Welke gemeenschappelijke factoren ‘verstoren’ in de huidige constellatie de ontwikkeling van de flexibiliteitsvoorziening binnen het economische systeem (dus breder dan alleen knelpunten voor de afzonderlijke technologieën) en hoe kan je actoren optimale prikkels geven om in de energiemarkt van de toekomst te kunnen opereren (met een haalbaar verdienmodel)?
5. *Efficiency versus verdeling:* hoe kunnen we op alle fronten, niveaus en markten de efficiency van de kostenallocatie en prijsvorming verbeteren zodat het energiesysteem flexibeler wordt? En wat zijn daarvan de implicaties in termen van het ‘verdelingsvraagstuk’?
6. *Optimaal gedrag:* Hoe bepalend is de gedragscomponent voor de ontwikkeling van sommige (vooral decentrale) opties? Welke beweegredenen en waarden zijn, naast economische overwegingen, nog meer bepalend voor de toepassing van (flexibiliteits-relevante) opties. Hoe is met deze kennis gedrag ‘optimaal’ te sturen in termen van flexibiliteit, inclusief technologie – slimme meters, smart netwerken, etc. – prijsprikkels, overige prikkels, e.d.?

Referenties

Alliander (2013): Impact and scenarios energy transition on distribution grid, Samenvattende presentatie van intern rapport.

Berenschot en CE Delft, De rol van eindgebruikers in relatie tot systeemintegratie, Eindrapport van Perceel 4 aan de Topsector Energie, Berenschot, Utrecht.

Blanford, G., R. Aalbers, J. Bollen, en K. Folmer (2015): Technological Uncertainty in Meeting Europe's Decarbonisation Goals, Discussion Paper 301, Centraal Planbureau, Den Haag.

Boot, P., en J. Notenboom (2014): De Duitse Energiewende: uitdagingen en lessen voor Nederland, Internationale Spectator, Vol. 68 (7/8), pp. 16-20.

Brattle Group (2010): Economic impact of the Dutch gas hub strategy on the Netherlands, Report for the Ministry of Economic Affairs, The Brattle Group, London.

Bunzeck, I., en M. Saidi (2010): Opportunities for export of Dutch sustainable energy technologies – Possible impacts of an international climate agreement, ECN-E-10-046, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten/Amsterdam.

CE Delft (2014): Investerings in conventioneel vermogen, Denktank Vernieuwing Energiemarkt, Bijlage 3, Delft.

CE Delft en DNV GL (2014): Scenario-ontwikkeling energievoorziening 2030, Delft.

CE Delft en Triple E (2014): Periodiek Review Topsector Energie, Management Samenvatting, Delft.

Commissie Duurzaamheidsvraagstukken Biomassa (2015): Visie op een duurzame bio-economie in 2030.

De Joode, J. (2014): Rol van gas in het Nederlandse energiesysteem, Presentatie, Den Bosch, 7 oktober 2014, ECN, Petten/Amsterdam.

DNV GL (2015): Systeemintegratie en de rol van energieopslag – Routekaart Energieopslag 2030, Eindrapport van Perceel 2 aan de Topsector Energie, DNV GL, Arnhem.

DNV GL en CE Delft (2015): System Integration – Hybrid Energy Infrastructures, Eindrapport van Perceel 3 aan de Topsector Energie, DNV GL, Arnhem.

ECN (2014): Quantifying flexibility markets, ECN-14-039, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten/Amsterdam.

ECN en DNV GL (2014): Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system, Final report of the TKI power-to-gas system analysis project, ECN-E-14-026, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten/Amsterdam.

ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland (2012): Energietrends, Petten/Amsterdam, Den Haag en Arnhem.

ECN, Energie-Nederland en Netbeheer Nederland (2014b): Energietrends, Petten/Amsterdam, Den Haag en Arnhem.

ECN, PBL, CBS en RVO.nl (2014a): Nationale Energieverkenningen 2014, ECN-0-14-036, Petten/Amsterdam.

Ecofys (2014a): Flexibility options in electricity systems, Ecofys Germany GmbH, Berlin.

Ecofys (2014b): Energy Storage – Opportunities and Challenges, Ecofys.

Eli, E., M. Milligan, A. Bloom, A. Botterud, A. Townsend, and T. Levin (2014): Evolution of Wholesale Electricity Design with Increasing Levels of Renewable Generation, National Renewable Energy Laboratory (NREL) and Argonne National Laboratory (ANL), USA.

EWI (2012): Flexibility options in European electricity markets in high RES-E scenarios, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Cologne.

EZ (2014a): Monitoringsrapportage leverings- en voorzieningszekerheid elektriciteit en gas 2014, Ministerie van Economische Zaken, Den Haag.

EZ (2014b): Kamerbrief over meer waarde uit biomassa door cascadering, Minister van Economische Zaken, Den Haag.

EZ/RVO.nl (2014): Aanbestedingsdocument – Europese aanbesteding volgens de openbare procedure voor de levering van advies over het thema systeemintegratie van de Topsector Energie (perceel 1 tot en met 4), Ministerie van Economische Zaken, Rijksdienst voor Ondernemend Nederland, Den Haag.

FME-CWM (2014): Rapport Onderzoek Internationaal Ondernemen, International Energy Agency, Parijs.

Fraunhofer ISE (2013): Levelised cost of electricity renewable energy technologies, Freiburg.

GEA (2012): Global Energy Assessment – Toward a Sustainable Future, Cambridge University Press, Cambridge UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria.

Greenpeace, GWEC and EREC (2013): Energy [r]evolution – A sustainable Netherlands Energy Outlook, Greenpeace International, Global Wind Energy Council (GWEC), and European Renewable Energy Council (EREC).

Groen Gas Forum (2014): Routekaart hernieuwbaar gas, De Gemeeynt, ECN, Groen Gas Nederland en RVO.nl.

Hoefnagels, R., V. Dornburg, A. Faaij en M. Banse (2009): Analysis of the Economic Impact of Large-Scale Deployment of Biomass Resources for Energy and Materials in the Netherlands, Macro-economic biobased synthesis report, Copernicus Instituut (UU) en LEI-Wageningen UR, Utrecht.

Holttinen, H., J. Kiviluoma, A. Robitaille, N. Cutululis, A. Orths, F. van Hulle, I. Pineda, B. Lange, M. O'Malley, J. Dillon, E. Carline, C. Vergine, J. Kondoh, M. Gibescu, J. Tande, A. Stanqueiro, E. Gomez, L. Söder, J. Smith, M. Milligan, and D. Lew (2013): Design and operation of power systems with large amounts of wind power, Final summary report, IEA Wind Task 25, Phase two, 2009-2011, VTT Technical Research Centre of Finland.

IEA (2012): Energy Technology Perspectives 2012: Pathways to a Clean Energy System, International Energy Agency, Parijs.

IEA (2014): Energy Technology Perspectives 2014: Harnessing Electricity's Potential, International Energy Agency, Parijs.

IEA (2014a): The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, International Energy Agency, Parijs.

IEA (2014b): World Energy Outlook 2014, International Energy Agency, Parijs.

IEA-RETD (2013): RES-E-NEXT – Next generation of RES-E policy instruments.

IEA-RETD (2015): Integration of Variable Renewables.

IPCC (2012): Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation; Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. IPCC, Genève.

IPCC (2014): Fifth Assessment Report; Working Group III – Mitigation of climate change – Chapter 11, Agriculture, Forestry and Other Land Use – Appendix Bioenergy, IPCC, Genève.

Junginger, M., P. Lamers en B. Wicke (2014): Sustainable bioenergy wood supply chains, Development of a tool to assess first order risks of carbon debt and indirect effects on a project level.

Katan, M., L. Vet en R. Rabbinge (2015): Visiedocument biobrandstoffen en hout als energiebronnen; Effect op uitstoot van broeikasgassen, Koninklijke Nederlandse Academie van Wetenschappen, Amsterdam.

Koornneef, G., H. van Essen, M. Londo e.a. (2014): Gebundelde kennisnotities t.b.v. visie duurzame brandstoffenmix, TNO, CE Delft en ECN, Delft.

Kosmol, J., J. Kanthak, F. Herrmann, M. Golde, C. Alsleben, G. Penn-Bressel, S. Schnitz, en U. Gromke (2012): Glossar zum Ressourcenschutz; Umweltbundesamt; Dessau-Roßlau; 2012.

Lako, P. en L. Beurskens (2010): Socio-economic indicators of renewable energy in 2009: Update of data on turnover and employment of renewable energy companies in the Netherlands, ECN-E-10-089, Petten.

Lensink, S. (2013): Een langetermijnperspectief voor groen gas, Policy Brief, ECN-O-13-039, Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), Petten/Amsterdam.

LNV (2007): Overheidsvisie op de Biobased economy in de energietransitie, 'De keten sluiten', Ministerie van Landbouw, Natuurbeheer en Visserij, Den Haag.

NEA (2012): Nuclear Energy and Renewables: System Effects in Low-carbon electricity systems, Nuclear Energy Agency (NEA/OECD), Paris.

Netbeheer Nederland (2011): Net voor de toekomst – een verkenning, Arnhem.

Netbeheer Nederland (2013): Actieplan Duurzame Energievoorziening – Op weg naar het Energiesysteem van 2030, Den Haag.

Notenboom, J., P. Boot, R. Koelemeijer, and J. Ros (2012): Climate and Energy Roadmaps towards 2050 in north-western, PBL Netherlands Environmental Assessment Agency, The Hague/Bilthoven.

Odegard, I., H. Croezen en G. Bergsma (2012), Cascading of biomass, 13 solutions for a sustainable biobased economy, Making better choices for use of biomass residues, by-products and wastes.

PBL (2014): Biomassa: wensen en grenzen, Interactieve website, <http://infographics.pbl.nl/biomassa/>, Planbureau voor de Leefomgeving, Bilthoven.

PBL en ECN (2011): Naar een schone economie in 2050: routes verkend – Hoe Nederland klimaatneutraal kan worden, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) en Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), Den Haag/Bilthoven en Petten/Amsterdam.

Pudjianto, D., P. Djapic, J. Dragovic, and G. Strbac (2013): Grid Integration Cost of PhotoVoltaic Power Generation – Direct Cost Analysis related to Grid Impacts of Photovoltaics, Imperial College, London.

Renewable Energies Platform (2012): Interactions between renewable energy supply, conventional energy supply and demand side, Report by Working Group 3 to the Steering Committee of the Renewable Energies Platform (REP).

Ros, J., D. Peters en B. Kampman (2015): Kennisnotitie biobrandstoffen wegvervoer ten behoeve van SER-overleg over Actieplan Brandstofvisie, Deel 2.

Sijm, J. (2014): Cost and revenue related impacts of integrating electricity from variable renewable energy into the power system – A review of recent literature, ECN-E-14-022, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), Petten/Amsterdam.

Smeets, E., C. Vinyes, A. Tabeau, H. van Meijl, C. Brink en A.G. Prins (2014): Evaluating the macroeconomic impacts of biobased applications in the EU. LEI-Wageningen UR, PBL en JRC-IPTS, Sevilla.

TSE (2014a): Voorstel voor het Programma Systeemintegratie van de TKI's Energie, Advies van de gezamenlijke TKI's Energie aan het Topteam Energie (7 maart 2014), Topsector Energie (TSE), Den Haag.

TSE (2014b): Programmering Topsector Energie 2015, Brief van de Topsector Energie aan de Minister van Economische Zaken, 8 december 2015.

Ueckerdt, F., L. Hirth, G. Luderer, and O. Edenhofer (2013): "System LCOE: What are the costs of variable renewables?", Energy, Vol. 63, 15 December 2013, pp. 61-75.

Vooren, A. van der, en J. Ros (2014): De Topsector Energie en energie-innovatie, Inzichten van experts uit de 'gouden driehoek', Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag.

Weterings, R., T. van Harmelen, J. Gjaltema, S. Jongeneel, W. Manshanden, E. Poliakov, A. Faaij, M. van den Broek, J. Dengerink, M. Londo, en K. Schoots (2013): Naar een toekomstbestendig energiesysteem voor Nederland, TNO rapport 2013 R10325, TNO Delft; Copernicus Instituut, Universiteit Utrecht, en ECN, Petten/Amsterdam.

WWF (2011): The Energy Report; 100% renewable energy by 2050. WWF in samenwerking met Ecofys en OMA, Gland.

Bijlage A. Lijst van geïnterviewde experts

Tabel 23: Overzicht van geïnterviewde externe deskundigen

Naam	Organisatie	Functie
Pallas Agterberg	Alliander	Directeur Strategie
Peter Besseling	Ministerie van Economische Zaken	Projectadviseur Biobased Economy
Michiel Boersma	TU Eindhoven	Bijzonder hoogleraar Corporate Governance
Teun Bokhoven	Duurzame Energie Koepel	Voorzitter DEK, daarnaast voorzitter van de TKI EnerGo
Aart Dekkers, Erik Sieders	Ministerie van Economische zaken	Directie Energy & Duurzaamheid
Arjan Jurjus, Frans Menting	Netbeheer Nederland	Directeur, Programmamanager
Machiel Mulder	Autoriteit Consument & Markt	
Suzanne Nies	Eurelectric	Head of DSO unit
Walter Ruijgrok	Energie-Nederland	Manager Markets & Environment
Edward Smeets	LEI Wageningen UR	Onderzoek Biobased Economy
Hans van der Spek	FME/CWM	Programma Directeur CleanTech Programma manager Energie
Oscar Tessensohn, Erik van der Hoofd	TenneT	Teammanager Markets, Electricity Market Developer
Jasper Vis	DONG Energy	Public Affairs Manager
Koen Wiersma, Nicolien van der Sar	Gasunie	Corporate Strategy Analyst
Luuk van der Wielen	TU Delft	Hoogleraar Biobased Economy; Voorzitter BioPort Holland en BE-Basic
Ron Wit	Eneco	Directeur Public Affairs



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