Berenschot

CE Delft

ISPT

POWER TO PRODUCTS

Over de resultaten, conclusies en vervolgstappen

AkzoNobel

Avebe

COFELY GDF SUEZ

DOW

INDUSTRIAL ENERGY EXPERTS

ENEXIS

FME POWERED BY DUTCH TECHNOLOGY

FrieslandCampina

netbeheer nederland

Smurfit Kappa

Royal HaskoningDHV
Enhancing Society Together

VNCI

zeeuwind

DELTA netwerkgroep

Eneco

Power to Products

Over de resultaten, conclusies en vervolgstappen

Opgesteld door Berenschot, CE Delft en ISPT

30 september 2015

Dit eindrapport is opgesteld door Berenschot, CE Delft en het ISPT. Hierbij is gebruik gemaakt van de informatie die in de loop van het Power to Products project is verzameld en van alle verslagen en rapporten die zijn gemaakt en geraadpleegd. De auteurs hebben dit eindrapport zo zorgvuldig mogelijk samengesteld en het geeft naar het idee van de auteurs een goede weergave van de resultaten. De auteurs zijn verantwoordelijk voor de inhoud van dit rapport.

Aan de inhoud van dit rapport kunnen op geen enkele wijze rechten worden ontleend.

Het gebruik van teksten uit dit rapport is toegestaan mits de bron wordt vermeld.

Joost Krebbekx, Niki Lintmeijer, Bert den Ouden en Peter Graafland – Berenschot
Maarten Afman en Harry Croezen – CE Delft
Hans Wiltink – ISPT

Inhoud

1. Flexvermogen in de industrie: opzet, uitvoering en resultaten 11
1.1 Inleiding en situatieschets 11
1.2 Resultaten en lessen 12
1.3 Positieve business cases voor flexvermogen in de industrie zijn wisselend en situatieafhankelijk 12
1.4 Conclusies 23

2. Vervolgstappen 25

3. Business cases bedrijven 29
3.1 Case 1: AkzoNobel groen chloor productie 30
3.2 Case 2: DOW mechanische stoom recompressie 33
3.3 Case 3: Avebe - elektrische stoomketel 35
3.4 Case 4: Smurfit Kappa Roermond Papier 37
3.5 Case 5: Royal FrieslandCampina 38

Bijlagen 41

Bijlage 1: Elektriciteitssysteem 43
B1.1 Inleiding: het belang van flexibiliteit 43
B1.2 De inrichting van het elektriciteitssysteem 44
B1.3 Historische prijsontwikkelingen 48
B1.4 Toekomstige elektriciteitsmarkt: trends; scenario's; flexibiliteitsbehoefte en toekomstige prijzen 53
B1.5 Flexibiliteitsbehoeften energiesysteem in energiescenario's 67
B1.6 Nettarieven 69

Bijlage 2: Technieken 75
B2.1 Staalkaart 75
B2.2 Merit order van flexvermogen 82
B2.3 Buitenlandse best practices 90

Bijlage 3: Potentiele additionele maatschappelijke kosten en baten 95

Bijlage 4: Geografische allocatie van vraagflexibiliteit ('flexkaart') 99
B4.1 Aanleiding- waarom een flexkaart? 99
B4.2 Wat houdt de flexkaart in? 99
B4.3 Gebruikers vs. functies 100

Bijlage 5: Procesbeschrijving 103
Het Power to Products project als DOENK project. 103

Management-samenvatting

Power to Products: flexibele vraag in de industrie gaat variaties in zon- en windenergie afvangen

Bedrijven uit de procesindustrie, energieleveranciers, netwerkbeheerders en technologiepartijen hebben het project, bekend onder de naam 'Power to Products', uitgevoerd. De volgende partijen hebben een bijdrage geleverd: DOW, Akzo Nobel, Smurfit Kappa Roermond Papier, Avebe, Friesland Campina, Eneco, DELTA Netwerkbedrijf, Zeeuwind, Enexis, TenneT, Industrial Energy experts, Cofely, RHDHV, Siemens, FME, VNCI, Netbeheer Nederland, ISPT, CE Delft en Berenschot. Dit project mag dus met recht een cross-over project genoemd worden.

Wat heeft Power to Products in gang gezet?

De vraagstelling in het project is op welke wijze (technisch, operationeel en organisatorisch), tegen welke kosten en opbrengsten en onder welke voorwaarden de procesindustrie haar elektriciteitsvraag kan flexibiliseren. Hierdoor kan de procesindustrie gebruik maken van goedkope duurzame elektriciteit én een bijdrage leveren aan netstabiliteit in het licht van het Energieakkoord. Hoe dit concreet in te vullen en tegen welke condities is onderwerp van dit project.
Met de komst van meer duurzame energie zal het aanbod van duurzame elektriciteit op windrijke en/of zonnige dagen groot zijn. Als op die momenten de vraag naar elektriciteit gering is kan de prijs laag zijn; soms lager dan de gasprijs of zelfs bijna nul. Op die momenten kan de procesindustrie de overtollige stroom goed gebruiken. Op andere momenten met weinig wind- en zonne-energie kan de prijs juist hoog zijn. Dan kan de industrie juist haar elektriciteitsvraag verminderen en zo een bijdrage aan het afstemmen van vraag en aanbod leveren.

Hoe kan de procesindustrie dit realiseren?

De procesindustrie kan flexibiliteit leveren door te elektrificeren en te flexibiliseren. Elektrificeren betekent dat de industrie elektriciteit gaat gebruiken in plaats van fossiele brandstoffen, zoals aardgas. Flexibiliteit betekent dat de procesindustrie regelvermogen kan aanbieden, op twee mogelijke manieren. De ene mogelijkheid is door energie op de goedkope momenten op te slaan (in chemische producten, tussenproducten zoals waterstof, of als druk, warmte of koude) en dit later op de duurdere momenten weer in te zetten. De andere manier is om de productie tijdelijk iets terug te regelen waardoor de stroomvraag op dure momenten daalt, en dit dan later weer in te halen op de goedkopere momenten.
Op die manier kan de industrie een rol spelen bij het verminderen van de vraag naar fossiele brandstoffen en daarmee het terugdringen van de CO_2 uitstoot, en

daarmee aan het verduurzamen van onze totale energievoorziening. Tegelijkertijd kan de procesindustrie op deze wijze kostenbesparingen realiseren en haar bijdrage leveren op het vlak van duurzaamheid en CO_2-emissiereductie. Kortom een win-win situatie en dus interessant genoeg om door middel van concrete business cases dit nader uit te werken.

Vijf haalbaarheidsstudies vormden de rode draad

Van de vijf business cases die tijdens het Power to Products project zijn ontwikkeld, zijn er drie gebaseerd op flexibel inzetbare Power to Heat: Avebe, Smurfit Kappa Roermond Papier en FrieslandCampina. Hierbij gebruiken de bedrijven elektriciteit om warmte te produceren op die momenten dat elektriciteit goedkoper is dan gas. De case die AkzoNobel heeft uitgewerkt valt in de categorie 'peak shaving': het vermijden van dure uren. De case van DOW, stoomrecompressie, is een goed voorbeeld van elektrificatie van industriële energievraag en een zeer energie-efficiënte oplossing, omdat restwarmte wordt opgewaardeerd tot hoogwaardige warmte.

Daarnaast zijn de volgende zaken uitgewerkt:

- Welke markten zijn er waar elektriciteit op korte termijn kan worden aangekocht/verkocht?
- Welke (volatiele) vraag wordt er verwacht op deze markten in de periode tot 2023 en daarna?
- Welke processen en conversietechnologieën zijn beschikbaar die aansluiten op de verschillende markten en waar de bedrijven in kunnen investeren?
- Wat is de merit order (marktvolgorde) van deze technologieën voor flex opties in deze markten?
- Wat zij potentiele additionele maatschappelijke kosten en baten?

Procesindustrie is regelknop voor duurzaam

Een belangrijke conclusie is dat bedrijven uit de procesindustrie de energietransitie kunnen en willen ondersteunen, en met een aantal grote installaties flexvermogen kan leveren. Al deze industrieën samen zijn dan als het ware een regelknop om de variaties in duurzame energie te reguleren. De uitkomsten van de business cases verschillen per bedrijf en zijn afhankelijk van diverse factoren, zoals de hoogte van de investering, de bedrijfstijd en de volatiliteit van de markt waarop het flexvermogen te gelde kan worden gemaakt.
Een mooi resultaat van het project is dat twee bedrijven in het project business cases hebben onderzocht waar zij initieel positief over zijn. Deze bedrijven gaan actief verder met actief zoeken naar mogelijkheden tot elektrificatie en/of actiever inspelen op de flexibiliteitsbehoefte van het elektriciteitssysteem.
Voor de overige projecten geldt, dat de business case nog afhankelijk is van toekomstige marktontwikkelingen of de structuur (netwerkkosten) van de toekomstige elektriciteitsvoorziening.

Opbouw rapport

De resultaten van dit project worden als volgt gepresenteerd:

1. **Flexvermogen in de industrie: opzet, uitvoering en resultaten.** In dit hoofdstuk komen alle hoofdconclusies van het Power to Products project aan bod.
2. **Vervolgstappen.** Mogelijke vervolgstappen van het Power to Products project worden in dit hoofdstuk beschreven.
3. **Business cases bedrijven.** Hier worden de business cases uitgewerkt, inclusief de invloed hiervan op contracten tussen de bedrijven.
4. **Elektriciteitsysteem.** Omdat de business cases bezien worden tegen de achtergrond van toekomstige veranderingen in het energiesysteem is in het project uitgebreid stilgestaan bij deze ontwikkelingen. Daarbij zijn voor het doorrekenen van de business cases verschillende prijsscenario's gemaakt. Met als uitgangspunt de afspraken zoals vastgelegd in het Energieakkoord zijn een aantal scenario's ontwikkeld als lange termijn perspectief.
5. **Technieken.** Er is een overzicht gemaakt van technologieën die inzetbaar zijn als DSM tool in de industrie, er is een merit order gemaakt voor de meest 'kansrijke' technologieën, er is bekeken wat dit betekent voor contracten en er is een aanzet gemaakt voor een flexkaart van Nederland, waarbij vraag naar en aanbod van flexvermogen wordt weergegeven.
6. **Maatschappelijke kosten en baten.** Op energiesysteemniveau is bepaald wat de voordelen zijn voor Nederland.
7. **Procesbeschrijving.** Het project is in een korte tijd uitgevoerd met veel interactie tussen alle deelnemers.

Naast de hierboven genoemde deliverables is een belangrijke waarde van het project dat vijf bedrijven uit drie verschillende sectoren (chemie, food en papier) hun business cases voor flexvermogen hebben uitgewerkt. Deze business cases zijn gekoppeld aan toekomstscenario's voor het Nederlandse energiesysteem. Een ander waardevol en breed gewaardeerd aspect van Power to Products is dat bedrijven uit verschillende sectoren (procesindustrie, energieleveranciers, netwerkbedrijven en ingenieursbureaus) hebben samengewerkt aan de vraagstelling van het project.

Dit project is uitgevoerd door Akzo Nobel, Avebe, DOW Chemical, FrieslandCampina en Smurfit Kappa Roermond Papier, in samenwerking met VNCI, Netbeheer Nederland, FME, Siemens, Industrial Energy Experts, Zeeuwind, TenneT, Enexis, DELTA Netwerkbedrijf, Eneco, Cofely, RHDHV, Berenschot, CE Delft en ISPT.

Het project is uitgevoerd in de eerste helft van 2015 en mede gefinancierd door de tender Systeemintegratie 2014 van de topsector Energie.

Deelnemers aan het project

DOW Chemical	Kees Biesheuvel
Avebe	Erik Koops Rense Boomsma
Smurfit Kappa Roermond Papier	Claire Schreurs Geert Hees
AkzoNobel	Thijs de Groot Joost Sandberg
FrieslandCampina	Ad Snoeijen
Netbeheer NL	Marijn Artz (stuurgroeplid)
DELTA Netwerkbedrijf	Arjen Jongepier
Enexis	Lennart Verheijen
TenneT	Erik van der Hoofd
Eneco	Joost van der Veldt
Zeeuwind	Marten Wiersma Niek Tramper
VNCI	Reinier Gerrits (stuurgroeplid)
FME	Hans van de Spek (stuurgroeplid)
Siemens	Rick Tol
RHDHV	Juriaan Mieog
Cofely	Sjoerd Sloterdijk Peter Wolbert
DWA/Industrial Energy Experts	Egbert Klop René Waggeveld
CE Delft	Maarten Afman Harry Croezen
Berenschot	Joost Krebbekx Niki Lintmeijer Peter Graafland Bert den Ouden

1. Flexvermogen in de industrie: opzet, uitvoering en resultaten

1.1 Inleiding en situatieschets

In het project *'Power to Products'* is aan de hand van case studies bij vijf grote ondernemingen uit de Nederlandse procesindustrie onderzocht of zij, op een bedrijfseconomisch rendabele wijze, een bijdrage kunnen leveren aan het afstemmen van vraag naar en aanbod van elektriciteit, door meer duurzame elektriciteit te gebruiken als dat in overvloed beschikbaar is en minder te gebruiken op momenten dat het aanbod laag is.

De achtergrond hiervan is dat het aanbod van duurzame elektriciteit in de komende jaren groter zal worden, zoals afgesproken in het Energieakkoord. De afspraken in het Energieakkoord leiden naar verwachting tot een additionele 3,8 GW wind op land en 3,45 GW wind op zee in 2023, en daarnaast wordt verwacht dat er ongeveer 4 GW zon-PV bijkomt. Dat betekent samen in totaal 11 GW additioneel duurzaam productievermogen, wat veel is in de context van de dagelijkse elektriciteitsvraag die fluctueert tussen circa 8 en 18 GW. Het gaat hier om fluctuerend aanbod, gedreven door niet-regelbare condities.

Met de komst van meer fluctuerend hernieuwbaar productievermogen tot 2023 in Noordwest Europa zal het aanbod van duurzame elektriciteit op windrijke en/of zonnige dagen groot zijn. Als op die momenten de vraag naar elektriciteit gering is ten opzichte van het aanbod, zal de prijs laag zijn; waarschijnlijk lager dan de gasprijs en soms bijna gelijk aan nul. Conventionele elektriciteitsproducenten kunnen op die momenten niet rendabel draaien en kunnen dan geen flexibiliteit (regelvermogen) aan het elektriciteitssysteem leveren omdat deze dan al uitstaan.

Duurzame producenten en/of flexibele vraag zullen deze rol dan over moeten nemen om het systeem in balans te houden. Duurzame producenten kunnen flexibiliteit leveren door minder te gaan produceren of af te schakelen en de industrie kan regelvermogen aanbieden door flexibele energievraag. De rol van flexibele vraag van de industrie is in dit project aan de hand van vijf bedrijfscases uitgezocht met één centrale vraag: in hoeverre kan de procesindustrie door het aanpassen van haar bedrijfsprocessen een bijdrage leveren aan flexibiliteit?

De procesindustrie kan dit doen door haar energievraag te elektrificeren en te flexibiliseren. Op die manier kan de industrie een rol spelen bij het verminderen van de vraag naar aardgas en daarmee het terugdringen van de CO_2 uitstoot.

DOW, AkzoNobel, FrieslandCampina, Avebe en SmurfitKappa Roermond Papier hebben in samenwerking met andere partijen, als onderdeel van het Power to Products project, business cases uitgewerkt met als doel om meer goedkope, duurzame elektriciteit te gebruiken en/of om dure, niet duurzame elektriciteit te vermijden. Daarmee is de vraag beantwoord hoe zij hun energievraag kunnen elektrificeren en flexibiliseren en hoe dit flexvermogen als demand side management (DSM) ingezet kan worden in het veranderende energiespeelveld in Nederland.

Belangrijke vragen voor de bedrijven:

- Welke elektriciteitsmarkten zijn er en hoe ontwikkelt vraag en aanbod zich op deze markten?
- Welke technologieën zijn beschikbaar voor de verschillen elektriciteitsmarkten?
- Wat is de merit order voor flex technologie in deze markten?
- Hoe ziet hun business case voor flexvermogen er uit?
- Welke 'drempels' komen de bedrijven tegen bij implementatie en hoe kunnen deze drempels worden geslecht?

1.2 Resultaten en lessen

Dit project heeft onderzocht welke technologie bruikbaar is voor de inzet van vraagflexibiliteit, hoe de elektriciteitsmarkt verandert in de periode tot 2023, hoe bedrijven hun energievraag kunnen elektrificeren en flexibiliseren, of de bijbehorende business cases positief zijn, hoe die flexibiliteit kan worden gewaardeerd en wat dit betekent voor het energiesysteem.

Een belangrijke uitkomst van het project – los van de inhoudelijke resultaten – is de manier waarop verschillende partijen uit het energiesysteem samen kennis hebben ontwikkeld en verschillende inzichten hebben gedeeld. Het toekomstige energiesysteem is complex en wordt door veel partijen vanuit andere invalshoeken benaderd. De discussie hierover en het gezamenlijk verkennen van mogelijkheden is binnen Power to Products zeer waardevol bevonden.

1.3 Positieve business cases voor flexvermogen in de industrie zijn wisselend en situatieafhankelijk

DOW, Smurfit Kappa, Avebe, FrieslandCampina en AkzoNobel zijn allen grote energiegebruikers: energie neemt een behoorlijk deel van hun variabele kosten in beslag. Reden voor deze bedrijven om na te gaan wat de te verwachten effecten zijn van het grotere aanbod van duurzame elektriciteit op de bedrijfsvoering en welke mogelijkheden dit geeft voor de bedrijven.

Van de vijf business cases die tijdens het Power to Products project zijn ontwikkeld, zijn er drie gebaseerd op flexibel inzetbare Power to Heat: Avebe, Smurfit Kappa en FrieslandCampina. Hierbij gebruiken de bedrijven goedkope elektriciteit om warmte te produceren op die momenten dat elektriciteit goedkoper is dan gas. De case die

AkzoNobel heeft uitgewerkt valt in de categorie ‘peak shaving’. De case van DOW, stoomrecompressie is een goed voorbeeld van elektrificatie van industriële energievraag en een zeer energie-efficiënte oplossing, omdat restwarmte wordt opgewaardeerd tot hoogwaardige warmte.

Om de business cases te kunnen doorrekenen zijn de volgende stappen doorlopen:

- De bedrijven hebben bepaald met welke technologie én in welk deel van hun bedrijfsproces hun energievraag kan worden geëlektrificeerd en of die kan worden geflexibiliseerd;
- De investeringen en operationele kosten zijn bepaald;
- De bedrijven hebben rendementsberekeningen gemaakt voor hun business cases, waarbij verschillende prijsscenario’s zijn gebruikt.

In dit project hebben de bedrijven de volgende keuzes gemaakt:

- AkzoNobel heeft gekeken naar ‘peak shaving’ waarbij zij hun chloorproductie willen flexibiliseren. De productie wordt verminderd als de prijs van de voor het electrolyseproces benodigde elektriciteit hoog is. Als die prijs laag is, kan de productie worden vergroot. AkzoNobel kan tientallen megawatts afschakelbaar flexvermogen leveren met de chloorplant in de Botlek.

- DOW heeft gekeken naar ‘stoomrecompressie’ waarbij laagwaardige stoom door stoomrecompressie wordt opgewaardeerd naar hoogwaardige stoom (maximaal 10 MWe). Deze case rendeert beter naarmate er meer uren worden gedraaid. DOW wil deze technologie dan ook op continue basis inzetten, waarmee zij een stap kan maken richting elektrificatie van de energievraag, energie-efficiënter kan werken door het slim benutten van restwarmte, gas kan besparen en zo haar CO_2 uitstoot verminderen. De technologie biedt mogelijkheden en Dow wil dit kunnen meenemen in haar her-investerings overwegingen. Door verregaande proces optimalisatie komt meer lage druk stoom beschikbaar waarbij dit concept een integraal onderdeel van het ontwerp vormt In deze case is dus feitelijk geen sprake van flexibiliteit maar van een impactvolle verbetering van de energie efficiency met een aantal maatschappelijke voordelen: de technologie bespaart aardgas en emitteert minder CO_2, is breed inzetbaar in de industrie, gebruikt elektriciteit op een zeer efficiënte wijze, geeft een rendabele business case en is grotendeels proven technology.

- Avebe heeft gekeken naar de inzet van elektrodenboilers om warmte te maken. Daarbij hebben zij gekeken naar de mogelijkheden op een productielocatie met WKC en zonder WKC. Avebe zou op die wijze 7 MW_e flexvermogen kunnen leveren.

- Smurfit Kappa heeft ook gekeken naar een elektrodenboiler om warmte te maken waarbij zij twee varianten hebben uitgezocht. De grootste variant zou 30 MWe flexvermogen leveren.

- FrieslandCampina heeft de case uitgewerkt of het een optie is om naast hun gasgestookte heater een elektrische heater te plaatsen om hete lucht te produceren voor één van hun sproeidroogtorens. FrieslandCampina zou daarmee 3 MW_e flexvermogen kunnen leveren.

Een korte samenvatting van de kenmerken per business case is weergegeven in tabel 1.1.

BUSINESS CASE	FLEXOPTIE	COP	OP/AF-SCHAKEL-TIJD	ACTIEF STUUR-BAAR?	POTENTIEEL FLEX-VERMOGEN	FLEXIBILITEIT METHODE
DOW	Stoomrecompressie	7-10	Opschakelen: 1-2 uur. Afschakelen < 1 minuut	Ja	10 MW	Vermijden van hoge prijzen
Smurfit Kappa	Elektrodenboiler	1	1-15min	Ja	tot 30MW	Gebruik van lage prijzen
Avebe	Elektrodenboiler	1	1-15min	Ja	6,5MW	Gebruik van lage prijzen
Friesland Campina	Elektrische luchtkanaal-verhitter	1	1-15min	Ja	3,2MW	Gebruik van lage prijzen
AkzoNobel	Chemische conversie / elektrolyse	-	0-15min	Ja	Tientallen MW's*	Vermijden van hoge prijzen

** Potentieel flexvermogen nog steeds onderwerp van intern onderzoek. Significant deel van ~230 MW totaalvermogen in Nederland.*

Tabel 1.1. Kenmerken per business case.

De resultaten:

- AkzoNobel en DOW zien kansen om tot een positieve business case te komen. Beide bedrijven onderzoeken wat mogelijke vervolgstappen zijn. Voordat deze bedrijven gaan investeren willen zij niet alleen zekerheid hebben over de rentabiliteit, maar ook over de operationele bedrijfsrisico's. Nieuwe technologieën worden om die redenen altijd eerst op pilot en demonstratieschaal getest voordat ze worden geïmplementeerd.

- Avebe en SmurfitKappa hebben geen positieve business case omdat de benuttingsgraad en de waarde van flexibiliteit te laag is om de investeringen in de installatie (aanpassingen op de site en de benodigde netverzwaring) terug te verdienen.

- De business case van FrieslandCampina is niet rendabel, met name door uitvoering van dubbele systemen (de huidig aanwezige gasverwarmers kan niet vervallen). Deze case leert dat elektrische luchtkanaalverwarmers zich niet lenen voor flexibel bedrijf in combinatie met gasverwarmers in verband met de grote luchtvolumes, grote fysieke omvang van de installaties, hoge investeringskosten in verhouding tot het beperkte vermogen aan elektriciteit en de verhoudingsgewijs beperkte opbrengsten uit het verschil tussen de gas- en elektriciteitsprijs.

De vijf cases laten zien dat elke bedrijfssituatie om een specifieke oplossing vraagt. Er is geen sprake van 'one size fits all'

Het economisch potentieel voor flexibiliteit in de procesindustrie bij de uitgezochte cases is momenteel beperkt. Dat is een gevolg van een aantal factoren. Allereerst is de behoefte aan flexibiliteit beperkt, en de vergoeding die hiervoor in combinatie met de bedrijfstijd vooralsnog onvoldoende om de investeringen te dekken voor die Power to Heat technieken die het moeten hebben van lage elektriciteitsprijzen. Sommige Power-to-Product opties lijken echter wel een goede business case te hebben, met name diegene die gebaseerd zijn op flexibiliteit door het vermijden van hoge piekprijzen, zoals de case bij AkzoNobel. Projecten die gebaseerd zijn op elektrificatie met conversie-efficiëntie van meer dan 100%, zoals stoomrecompressie, kunnen uit bij een groter aantal elektriciteits- en gasprijzen, waardoor daar wel kansen liggen. De case bij Dow laat zien dat door deze markveranderingen kansen ontstaan voor deze technologie.

De business cases laten tevens zien dat bedrijven wanneer ze opties willen implementeren de volgende zaken moeten doen:

- Kiezen voor de juiste technologie en de juiste demand side management strategie die aansluit bij het bedrijfsproces.

- Hun flexvermogen valoriseren in lange termijn contracten en/of op APX day ahead/intraday en/of op de onbalansmarkt. Het 7-kranenmodel geeft een goed overzicht van de verschillende energiehandelsplaatsen, zie figuur B1.2.

- Hun bedrijfsprocessen waar mogelijk en noodzakelijk aanpassen, waaronder de regeling van de productie installatie en de ICT-systemen die hierbij worden gebruikt. Zonder aanpassen van de werkwijze worden niet de maximale opbrengsten gegenereerd.

- Samen met energiebedrijven komen tot contractinnovaties. Eén van de opties voor de procesindustrie is om de inzet van het flexvermogen niet zelf te doen, maar deze contractueel over te dragen aan een PV-partij die op de elektriciteitsmarkten handelt en vanuit haar eigen behoeften en kansen bepaalt wanneer en hoe het flexvermogen van de procesindustrie wordt ingezet, binnen de door het industriebedrijf gestelde randvoorwaarden. In het project is gebleken dat bedrijven zeker open staan voor oplossingen waarbij geschakeld wordt tussen de inzet van gas en elektriciteit, zolang het functioneren van de 'utilities' is gegarandeerd.

Elektrificatie van de Nederlandse energievoorziening in het algemeen, en de warmtevoorziening van de industrie in het bijzonder, zal vragen om verzwaring van de elektriciteitsinfrastructuur. In dit project is voor de DOW-case nagegaan, zij het zeer globaal, of het mogelijk is om door regionale optimalisatie van aanbod en vraag netverzwaringen te voorkomen of uit te stellen. Het speciaal geïnstalleerde flexibele opnamevermogen blijkt niet te kunnen concurreren met infrastructuur verzwaring. De algemene conclusie is dat vraagflexibilisering (nog) niet competitief is met en niet zal leiden tot uitstel van netverzwaring. De noodzaak en mogelijke

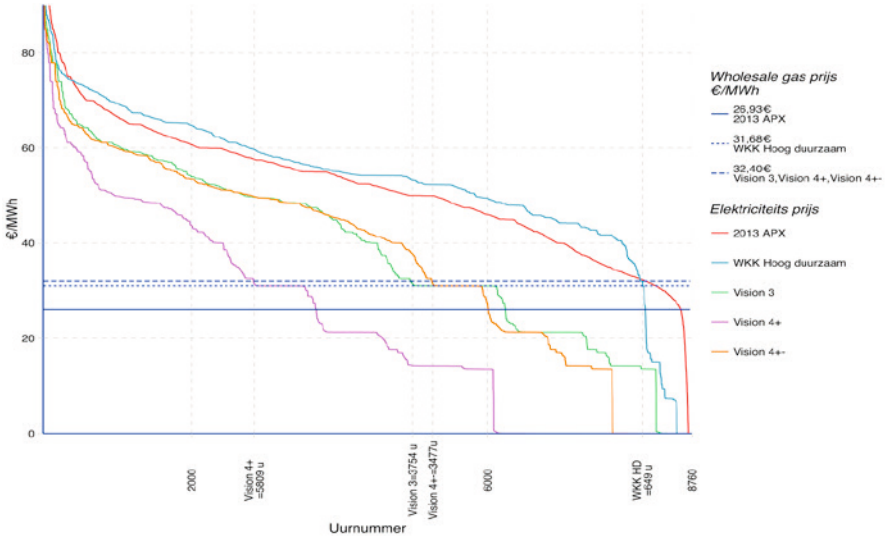
oplossingen vragen wel om nadere studie, die waar mogelijk aansluiten bij andere studies op dit vlak.

Behoefte aan flexvermogen is in de periode tot 2023 beperkt

Het Power to Products project laat zien dat de behoefte aan flexvermogen in de periode tot 2023 beperkt is. Flexvermogen is in dit project de flexibel inzetbare elektriciteitsvraag van bedrijven. Een eerste inschatting, op basis van de in het project ontwikkelde merit order van flexopties, is dat de procesindustrie door grootschalige elektrificatie theoretisch enkele GWe kan absorberen, terwijl een voorzichtige inschatting d.m.v. het elektriciteitsmarktmodel van CE Delft (zie pararaaf elektriciteitssysteem", onderdeel flexbehoefte") is dat extra vraag naar flexvermogen (afregelen van centrales bij veel aanbod hernieuwbaar) in 2023 ca. 1 GWe zal zijn. Verschillende scenario's laten een groeiend aanbod zien van duurzame elektriciteit. Deze trend zal na 2023 versneld doorzetten. Scenario's voor 2030 laten bijvoorbeeld zien dat het mogelijk is dat enkele duizenden uren per jaar duurzame elektriciteit wordt opgewekt waarbij het aanbod groter is dan de vraag, waardoor de prijs richting nul zal gaan. Dat zal gevolgen hebben voor de kansen voor flexvermogen.

Figuur 1.1 laat dit zien in een simulatie voor het jaar 2030, voor verschillende energiescenario's. De figuur laat de gesorteerde prijzen als duurkrommen zien, zowel voor 2013 als voor berekeningen van DNV GL uit de studie "De rol van de eindgebruiker in relatie tot systeemintegratie" (Berenschot, CE Delft, Overview, 2015). De 2030-berekeningen zijn uitgevoerd voor de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt van 2030. In het scenario "Vision 3+" staat er in Nederland 20GW wind en zon opgesteld; in Vision 4+ is dat 30 GW. Als we het groeipad hernieuwbaar van het SER-energieakkoord doortrekken dan komen we in de periode tussen 2023 en 2030 op dit soort hoeveelheden hernieuwbare capaciteit.

De kansen voor bedrijven beperken zich niet tot de goedkoopste uren. In het algemeen is het zo dat alle uren waarbij elektriciteit goedkoper is dan gas aantrekkelijk kunnen zijn voor bedrijven om van gas op elektriciteit over te schakelen, de gasprijs in de scenario's is aangeven met de horizontale lijn in de figuur. In alle scenario's is er een groot aantal uren waarin de stroomprijs duidelijk onder de gasprijs ligt: de 'flex-heat-spread' is positief in deze uren. Ook de nulprijzen maken duidelijk dat er in deze scenario's en simulaties op bepaalde momenten een groot potentieel wordt verwacht voor nieuwe vragers. Het vraagt wel om nieuwe vragers die op een flexibele en selectieve wijze gebruik maken van elektriciteit: wel gebruiken wanneer de markten laten zien dat dit voordelen biedt, en niet als het duur is. Hierbij is de volatiliteit (wisselingen tussen lage en hoge prijzen) van groothandels- en onbalansprijzen belangrijk. Een stijgende behoefte aan flexibiliteit zal tot uitdrukking komen in een toename van de volatiliteit en daarmee in betere business cases voor de (mogelijke) aanbieders van flexibiliteit, waaronder die van de industrie.



Figuur 1.1. Simulatie van elektriciteitsprijzen versus gasprijzen onder verschillende prijsscenario's in 2030.

Flexvermogen in de industrie kan een belangrijke bijdrage leveren aan de systeemoplossing, mits zij kan concurreren met andere aanbieders van flexibiliteit

Twee van de vijf cases - die van AkzoNobel en DOW – lijken, onder de huidige omstandigheden, positief te zijn en zijn voor de bedrijven reden om vervolgstappen te nemen. Twee andere business cases – die van Avebe en Smurfit Kappa – bieden potentieel de meeste flexibiliteit in de goedkope uren, waar het energiesysteem ook behoefte aan heeft en zal hebben. Of deze business cases op langere termijn in het licht van de veranderingen in het energiespeelveld zullen renderen is nu nog niet te beantwoorden, omdat verschillende factoren hierop van invloed zijn. Een belangrijke vraag daarbij is wat de maatschappelijke waarde is van dit flexvermogen, en of deze waarde voldoende tot uitdrukking zal komen via de prijsniveaus op de (APX-) spot- en balanceringsmarkten.

In dit project is de vraag naar voren gekomen of onze huidige tariefstructuur aansluit bij alle veranderingen in onze elektriciteitsvoorziening. In 2023 is immers veel meer duurzame energie geplaatst als opmaat naar een volledig duurzame toekomst in 2050. In het duurzame energiesysteem zijn er meer weersafhankelijke bronnen zoals wind en zon en minder fossiel gestookte centrales. De vraagflexibiliteit moet dan de rol van de centrales (deels) gaan overnemen. De additionele aansluit- en transportkosten vormen qua omvang een substantieel deel van de totale kosten die een bedrijf moet maken om flexibeler te kunnen opereren.

Bij het uitwerken van de business cases zijn de nettarieven regelmatig ter sprake gekomen. Een korte toelichting op de opbouw van deze tarieven staat in bijgevoegd kader. Een uitgebreide uitleg is later in het rapport opgenomen.

Tariefopbouw

Het tarief dat gebruikers van het elektriciteitsnet (producenten en (groot)verbruikers) betalen voor het transport van elektriciteit bestaat uit 2 componenten: het aansluit- en het transporttarief. Bij beide wordt het kostenveroorzakersprincipe gehanteerd. De structuur van deze tarieven wordt vastgesteld door de wetgever (MinEZ), de hoogte ervan door de toezichthouder (ACM).

Het aansluittarief dekt de kosten die een netbeheerder maakt om de netgebruiker aan te sluiten op het dichtstbijzijnde aansluitpunt en op de kosten voor het in stand houden van die aansluiting. In de praktijk komt het er op neer dat elke netgebruiker de directe kosten van (de aanpassing van) zijn aansluiting zelf betaalt.

Het transporttarief dekt de kosten die de netbeheerders maken voor de aanleg en het onderhoud van de netten en voor allerlei activiteiten zoals het oplossen van transportbeperkingen, het compenseren van bij het transport optredende verliezen, het in stand houden van de spannings- en blindvermogenshuishouding, het oplossen van storingen, het regel- en reservevermogen en voor de administratie. De tarieven worden vastgesteld door de kosten per netgebruikerscategorie samen te nemen en om te slaan. Dit wordt ook wel socialiseren genoemd. De hoogte van het transporttarief voor een verbruiker wordt daarbij voornamelijk gebaseerd op de aansluitcapaciteit. De redenering is dat hoe groter de aansluitcapaciteit is voor een bepaalde netgebruiker, hoe groter het gebruik van het net zal zijn en hoe meer kosten die gebruiker veroorzaakt. Door middel van cascaderen wordt een gedeelte van de transportkosten van hogere (zwaardere) netten doorberekend aan de netgebruikers van lagere (fijnmazigere) netten. De gedachte hierachter is dat netgebruikers op lagere netten meeprofiteren van de backbone-functie van de hogere netten.

Er zijn door de wetgever drie uitzonderingen gemaakt voor netgebruikers om geen nadeel te hebben op buitenlandse concurrenten:

- producenten (grote en kleine) betalen geen transporttarief.
- grote verbruikers (> 65% bedrijfstijd en 50 GWh/jaar) krijgen een volumekorting (max. 90%) op het transporttarief.
- de 600-uursregeling; een netgebruiker met een beperkte bedrijfstijd (in de praktijk: producenten of industrieën met WKK's die het grootste deel van het jaar produceren en maximaal 600 uur per jaar verbruiken) hebben een aangepast tarief.

Samenvattend: netgebruikers betalen hun deel van de aansluit- en transportkosten. Gebaseerd op het uitgangspunt dat redelijk nauwkeurig bekend is wat het gedrag is van netgebruikers kunnen deze kosten goed toegerekend worden. Daarmee wordt invulling gegeven aan het kostenveroorzakingsprincipe.

Flexibiliteit aangeboden door de industrie is een mogelijkheid. Er zijn ook andere technieken en gebruikers die flexibiliteit kunnen ontwikkelen en aanbieden, zoals elektrisch vervoer en demand side management in de ruimteverwarming. De industrie zal hiermee concurreren.

Of en hoe de tariefstructuur zou kunnen worden aangepast om de business cases voor flexibilisering te verbeteren is in dit project niet beantwoord. Het project laat zien dat er wel behoefte is om dit nader te onderzoeken. Daarbij is dan wel vereist dat de behoefte aan flexibiliteit wordt gematcht aan het aanbod van meerdere aanbieders.

Goed regelbare 'dimmer' voor inpassing van duurzaam flexvermogen in de industrie levert een bijdrage aan de afstemming van vraag en aanbod.
In bredere zin wordt het proces naar meer duurzame energie al ondersteund, bijvoorbeeld door aanleg van netten in de Noordzee en de aansluiting van windparken. Er komt een stopcontact op zee om de windstroom te transporteren en in te voeden in het net. Om die windstroom op alle momenten nuttig te gebruiken kunnen we flexibele elektriciteitsvraag van de Nederlandse procesindustrie zien als een dimmer. Bij meer windstroom 'draaien' we de dimmer 'open' en gaat de industrie meer stroom nuttig gebruiken en vice versa. Wat nodig is om dit mogelijk te maken in onze elektriciteitsinfrastructuur, investeringen en tarieven moet nader worden uitgezocht. Deze vragen zijn in dit project wel geadresseerd maar niet beantwoord en vragen om nader onderzoek.

Elektriciteitsprijzen worden volatieler[1], zowel in de goedkope uren als in de dure uren en de vraag naar goedkope elektriciteit in de industrie heeft direct invloed op de prijs.
Voor het doorrekenen van de business cases zijn prijsscenario's opgesteld voor de day ahead elektriciteitsmarkt in 2023 voor drie verschillende energiescenario's:

- Conservatief scenario met 4 GW wind en 2 GW zon
- Het Energieakkoord scenario met 11 GW wind en 7 GW zon
- Duurzaam scenario met 10 GW wind en 6 GW zon en uitfasering van de WKK

Scenario's voor de onbalansmarkt zijn niet uitgewerkt. Tijdens het doorrekenen van de business cases bleek dat daar wel behoefte aan is, omdat het flexvermogen zowel op de day ahead markt als op de onbalansmarkt kan worden verhandeld. Modellering van de onbalansmarkt om de verwachte ontwikkeling van de spreiding van onbalansprijzen te berekenen is nog niet ontwikkeld.

Het doel van de scenario's voor de day ahead markt is te laten zien hoe prijzen afhankelijk zijn van ontwikkelingen in het energiesysteem en lager zijn naarmate er meer duurzaam aanbod komt. De prijzen voor elektriciteit zijn niet alleen afhankelijk van vraag en aanbod, maar ook van de hoeveelheid duurzaam en van de gas-, kolen- en CO_2-prijs, ontwikkelingen in de opgestelde fossiele centrales én ontwikkelingen in de vraag naar elektriciteit en interconnectie. Al met al een complex speelveld. Hoe deze kosten in de tijd variëren, de volatiliteit, wordt daarbij dan in belangrijke mate bepaald door de hoeveelheid duurzaam en de hoeveelheid flexibiliteit.

1 *De 'mileage' d.w.z. vraag aan regelend vermogen van uur tot uur, neemt in de drie scenario's duidelijk toe tov. 2013. Datzelfde beeld komt naar voren in andere studies.*

In het onderstaande schema is een overzicht gegeven van de 'laagste' prijzen in drie opgestelde energiescenario's (doorgerekend voor Nederland), waarbij de invloed van met name hernieuwbaar goed te zien is. Daar waar de goedkoopste 500 uur in 2013 een gemiddelde prijs hadden van €20/MWh kan die sterk dalen in een scenario's met 10/11 GW wind en 6/7 GW zon, terwijl er in die scenario's ook is meegenomen dat er 2.5 GW in de zomer en 4 GW in de winter aan Power to Heat boilers opgesteld staan. Elk scenario laat tevens zien dat prijzen in 2023 volatieler zijn dan in 2013.

GEMIDDELDE KOSTEN ELEKTRICITEIT PER MWH				
	2013	2023		
		P2P scenario 1: 4 GW wind, 2 GW zon	P2P scenario 2: 11 W wind, 7 GW zon	P2P scenario 3: 10 GW wind, 6 GW zon, uitfasering WKK
500 uur	€ 20	€ 19	€ -	€ 2
1.000 uur	€ 25	€ 29	€ 6	€ 12
1.500 uur	€ 27	€ 33	€ 15	€ 20

Tabel 1.2: Gemiddelde kosten elektriciteit per MWh

In de doorgerekende scenario's valt een aantal zaken op:

- De gemiddelde prijs is in alle scenario's lager dan de APX-prijs van 2013, terwijl de gehanteerde gas- en CO_2 prijzen hoger zijn. Dit is het effect van de grote hoeveelheden hernieuwbare energie.

- De meest extreme hoge prijzen zijn lager in de scenario's dan in de APX-prijs van 2013, dat is omdat er in deze simulaties van uitgegaan wordt dat er altijd voldoende fossiele centrales zijn. Dat is maar de vraag.

- Hoewel modelsimulaties niet in staat zijn om alle oorzaken van prijsvolatiliteit mee te nemen laten de uitkomsten een toenemende volatiliteit zien en ook dat de prijzen vaker naar een heel laag niveau zakken, veel vaker dan in 2013 het geval was.

Voor het doorrekenen van de business cases zijn energie- en prijsscenario's uitgebreid behandeld.

- Voor investeringen die gerealiseerd kunnen worden op de korte termijn (1-3 jaar) zijn analyses gebruikt van de huidige en historische prijsreeksen, aangevuld met de prijzen die de termijnmarkten laten zien.

- Voor investeringen met een langere aanloop- en doorlooptijd zijn ook prijzen voor de elektriciteitsmarkt na 2020 interessant.

Een belangrijke vraag voor de bedrijven is hoeveel flexvermogen er additioneel nodig zal zijn in 2023 gegeven de verwachte ontwikkelingen. Daarover valt een aantal zaken te zeggen.

- In 2023 zal de behoefte aan additioneel afregelvermogen ongeveer 1 GWe zijn (0,6 – 1,4 GWe) en opregelvermogen ruim 1 GWe zijn (0,1 – 2,2 GWe). Beide afhankelijk van het doorgerekende scenario, zie tabel 1.3 en paragraaf 'elektriciteitssysteem', onderdeel 'flexbehoefte').

- Op dit moment is er geen tekort aan flexvermogen omdat er veel fossiele centrales draaien die kunnen op- en afregelen. Draaiende centrales bieden – binnen hun technische beperkingen – betrekkelijk kosteneffectieve flexibiliteit. De beschikbaarheid daarvan kan in een jaar als 2023 mogelijk minder groot zijn: het is onzeker of er dan altijd voldoende fossiele centrales draaien of standby staan voor de flexibiliteitsbehoefte, zeker om momenten met lage prijzen en veel productie uit fluctuerende hernieuwbare energiebronnen.

- Als het flexibiliteitsaanbod van fossiele centrales onvoldoende is moet het flexvermogen door andere bronnen worden geleverd, zoals bijvoorbeeld door de industrie. Andere opties zijn demand response van midden- en kleinverbruik, is het afschakelen van windmolens en zonneparken of opslag.

Berekeningen laten zien dat in scenario's met veel wind en zon de vraag naar fossiel afregelvermogen kan verdubbelen in vergelijking met conservatievere (minder duurzaam) scenario's. Er is één factor die grote invloed zal hebben: de forecast error van met name wind. Als er in 2023 11 GW opgesteld windvermogen is en de wind gaat een half uur later dan voorspeld hard waaien is er veel flexvermogen nodig om deze 'fout' te corrigeren. Gezien het grote belang van een goede voorspelling mag worden aangenomen dat er veel aandacht zal zijn om die forecast kwalitatief beter te maken in de komende jaren.

Onderstaande tabel laat zien wat de ontwikkeling is van de verwachte behoefte aan flexvermogen, waarbij de percentages aangeven hoeveel het stijgt ten opzichte van de huidige flexbehoefte.

VERANDERING FLEX-BEHOEFTE TOEKOMSTIG SYSTEEM (EIS AAN CONVENTIONELE OPWEK)

Situatie	Soort flex	P2P scenario 1: 4 GW wind, 2 GW zon	P2P scenario 2: 11 GW wind, 7 GW zon, WKK flex	P2Pscenario 3: 10 GW wind, 6 GW zon, uitfasering WKK
Veel aanbod hernieuwbaar; weinig vraag; weinig draaiende centrales	Afregelen (centrales)	+59% (+0,6GW)	+134% (+1,4GW)	+134% (+1,4GW)
	Opregelen (centrales)	+7% (+0,1GW)	+161%(+2,4GW)	+145%(+2,2GW)
Gering aanbod hernieuwbaar; veel vraag ; veel draaiende centrales	Afregelen (centrales)	(geen knelpunt)	(geen knelpunt)	(geen knelpunt)
	Opregelen (centrales)	+33%(+0,6GW)	+72%(+1,3GW)	+67%(+1,2GW)

Tabel 1.3: Verandering flexbehoefte toekomstige systeem.

Potentiele additionele maatschappelijke baten van flexvermogen

Dit project heeft zich gericht op het uitwerken van business cases voor flexibiliteit bij vijf deelnemende bedrijven. Het flexvermogen van de industrie is ook bezien vanuit het energiesysteem. We zien - zonder te pretenderen dat wij hierbij compleet zijn - een aantal potentiele additionele maatschappelijke baten van het inzetten van het flexvermogen dat de industrie zou kunnen leveren. Een aantal kwalitatieve baten:

- Het Nederlandse energiesysteem is vergaand op een marktleest geschoeid. Marktwerking draagt in hoge mate bij aan een efficiënte allocatie van middelen. Demand response in de industriële sector zoals in dit rapport beschreven, is daarvan een goed voorbeeld omdat het de potentie heeft de benuttingsgraad van de elektriciteitsproductiemiddelen (conventioneel en duurzaam) te verbeteren en de kosten voor de industrie te verlagen.

- Als de flexibiliteit van de elektriciteitsvraag van de industrie concurrerend wordt, levert zij hiermee ook een directe bijdrage aan een kosteneffectieve balanshandhaving op het elektriciteitssysteem. Dit draagt bij aan de betaalbaarheid van de elektriciteitsvoorziening, met voordelen voor alle afnemers.

- De industrie kan 'overschotten' van zonne- en windenergie gebruiken als het aanbod groter is dan de elektriciteitsvraag en de -prijs laag. Die elektriciteit wordt dan gebruikt voor industriële producten, warmte, druk en dergelijke. Hiermee wordt bespaard op het gebruik van fossiele energie (waaronder aardgas), en wordt het uitstoten van CO_2 tegengegaan.

- Ook markttechnisch gezien heeft het waarde als de industrie extra elektriciteit gebruikt bij een groot aanbod (c.q. overschot) van zonne- en windstroom. Als de industrie de elektriciteit niet afneemt, brengt deze maar betrekkelijk weinig tot niets op. Doordat de industrie elektriciteit gaat gebruiken als de prijs laag is zorgt de industrie voor een soort 'bodemprijs'. Scenario's laten zien dat een bodemprijs van rond de €25/MWh mogelijk is. Dit heeft een aantal voordelen:
  - Het voorkomen dat de prijs tot 0 of ver onder de 25 €/MWh zakt, zorgt voor een lagere onrendabele top voor zonne- en windenergie omdat de gemiddelde prijs wat hoger wordt, waardoor de SDE vergoeding lager wordt. Met minder SDE geld kan hierdoor meer hernieuwbare energie worden gerealiseerd. Dit is niet onderzocht in deze studie, maar dit blijkt uit een eerdere verkenning van CE Delft.[2]
  - De doelstellingen van Energieakkoord om zeven MW windvermogen te realiseren zullen hierdoor eerder worden gerealiseerd omdat investeerders minder risico lopen.

- Investeringen in centrale backup faciliteit worden lager als de vraag van de industrie gaat 'meebewegen met het aanbod', waardoor productiemiddelen efficiënter worden gebruikt. Welke rol de eventuele versnelde sluiting van fossiele centrale kan gaan spelen laten wij buiten beschouwing.

---

2 De reductie van de kasuitgaven voor de SDE-subsidie kan bij 1000 MW aan flexibele (industriële) vraag- en opslagtechnieken met circa 25 mln €/j dalen.

In het kader van dit project zijn de potentiele maatschappelijke baten kwalitatief in kaart gebracht. Het verdient aanbeveling om deze baten te kwantificeren om daarmee beter inzicht te krijgen in de waarde van het flexvermogen in de industrie.

1.4 Conclusies

Het Power to Products project heeft voor vijf bedrijven onderzocht of en hoe de energievraag kan worden geëlektrificeerd en of die als flexvermogen kan worden gewaardeerd. De uitkomsten verschillen per bedrijf en zijn afhankelijk van diverse factoren zoals de hoogte van de investering, de bedrijfstijd en de volatiliteit van de markt waarop het flexvermogen te gelde kan worden gemaakt, en voor welke elektriciteitsmarkt dit in beeld wordt gebracht.

Vraagflexibilisering geeft de bedrijven kansen tot verbetering van de energie efficiency, vergroening van hun energievoorziening (en daarmee van hun producten) en CO_2-emissie reductie. De bedrijven onderkennen de ontwikkelingen in de energiewereld en willen de energietransitie ondersteunen.

Dit project laat zien dat verschillende onderwerpen nader moeten worden uitgezocht en dat het nog te vroeg is om vast te stellen of de bedrijven gaan investeren in elektrificatie en flexibilisering van hun energievraag. Openstaande onderwerpen zijn:

- de modellering van de toekomstige onbalansmarkt,
- de brede merit order van alle mogelijke toekomstige flexopties
- de maatschappelijke waarde van het flexvermogen van de industrie in relatie tot die van andere sectoren
- de opbouw van nettarieven en eventuele herziening van de kostenstructuur, wanneer maatschappelijk wenselijk

Een mooi resultaat van het project is dat twee bedrijven (DOW en AkzoNobel) in het project business cases hebben onderzocht waar zij positief over zijn. Deze bedrijven gaan actief verder met het zoeken naar mogelijkheden tot elektrificatie en/of actiever inspelen op de flexibiliteitsbehoefte van het elektriciteitssysteem.

Naast de inhoudelijke resultaten hebben de deelnemers - industriële partijen, ingenieursbureaus, netbeheerders en (duurzame) energieproducenten - het zeer waardevol gevonden om onder begeleiding van en Berenschot, ISPT en CE Delft met bedrijven uit verschillende sectoren vanuit verschillende achtergronden concrete bedrijfscases uit te werken. In het project is dan ook volop aandacht besteed aan het delen van inzichten en ontwikkelen van kennis over hoe de energiemarkt verandert en welke kansen dat geeft voor alle deelnemers.

De horizon voor dit project was 2023. Het is duidelijk geworden dat de behoefte aan flexvermogen in de periode daarnaartoe betrekkelijk is (1 GW_e). De verduurzaming van onze energievoorziening gaat echter zeker door. Energie- en prijsscenario's laten zien dat in de periode na 2023 de vraag naar flexvermogen toe zal nemen, mede omdat de verwachting is dat fossiele centrales deze flexibiliteit minder zullen gaan leveren. Het flexvermogen in de industrie 'concurreert' daarbij met andere flexibiliteitsopties, of en hoe de industrie daarin een rol zal kunnen spelen zal in de komende jaren duidelijk worden.

2. Vervolgstappen

Hieronder is een overzicht van mogelijke vervolgacties weergegeven. Deze vervolgacties sluiten dus nauw aan bij de resultaten van dit project.

Pilots/demonstratie

Twee business cases, die van AkzoNobel en van DOW, lijken er goed uit te zien en de bedrijven denken na over de vervolgstappen, inclusief de mogelijkheden voor een pilot/demonstratie.

Modellering onbalansmarkt

De vijf bedrijven hebben onderzocht op welke wijze hun flexvermogen kan worden gevaloriseerd op de APX day ahead en onbalansmarkt. Omdat de toekomstige inkomsten op deze markten alleen in scenario's kunnen worden benaderd zijn hiervoor prijsscenario's opgesteld door Berenschot en CE Delft waarbij is voortgebouwd op bestaande modellen. Scenario's voor de day ahead markt zijn beschikbaar en in het project gebruikt. Die voor de onbalansmarkt zijn nog niet beschikbaar, terwijl de bedrijven deze informatie nodig hebben voor hun business cases. Het voorstel is dan ook om in een volgende fase deze modellering beter uit te werken.

Merit order flexvermogen

In het project is een overzicht gemaakt van de verschillende types van flexvermogen in de industrie en deze is in de vorm van een merit order uitgewerkt. Maar er zijn meerdere flex opties. De bedrijven hebben aangegeven inzicht te willen krijgen hoe 'hun' flexvermogen zich verhoudt tot andere typen flexvermogen. Het voorstel is om een merit order te maken van de flex opties die toepasbaar zijn in de industrie en van de flex opties in andere markten. Daarbij denken wij allereerst aan conventionele elektriciteitsproductie, aan het flexvermogen dat elektrisch vervoer kan gaan leveren, het al veel genoemde power to gas, maar ook aan andere opties zoals energieopslag met als doel die in een later stadium te gebruiken.

Leerprogramma energiemarkt

In dit project hebben bedrijven uit verschillende sectoren met elkaar uitgezocht hoe de energiebehoefte van vijf bedrijven kan worden geëlektrificeerd en als flexvermogen kan worden gevaloriseerd. Winstpunt is dat bedrijven dit samen hebben gedaan met bedrijven en organisaties uit andere sectoren. Tijdens dit project is gebleken dat alle partijen behoefte hadden om meer inzicht te krijgen in het functioneren van de elektriciteitsmarkt. Wat zijn de belangrijkste drivers van die markt? Welke ontwikkelingen worden verwacht? Welke rol speelt de Nederlandse markt als onderdeel van de ontwikkelingen in de EU? Hoe komen prijzen tot stand en welke kansen zijn er voor flexvermogen in de industrie? Dit zijn enkele vragen die de revue zijn gepasseerd. Dit type projecten waarbij bedrijven uit verschillende sectoren samenwerken zijn geholpen met een 'lespakket' dat inzicht geeft in de mechanismen die de prijs bepalen en inzicht geeft in een forecast voor de markt de mechanismen die de prijs bepalen en inzicht geeft in een forecast voor de markt.

Maatschappelijke waarde flexvermogen

Het flexvermogen van bedrijven moet voordelen hebben voor de bedrijven zelf, anders gaan zij niet investeren. Maar de voordelen van flexvermogen in de industrie kunnen breder zijn. Deze zogenaamde maatschappelijke voordelen zijn globaal in kaart gebracht, maar behoeven nog nadere uitwerking en onderbouwing. Genoemde voordelen zijn het leveren van een bijdrage aan de business cases voor wind en zon door het ontstaan van een bodemprijs in de markt, lagere kosten voor de SDE-vergoeding, lagere emissies, minder gasverbruik. Zoals gezegd zijn deze voordelen kwalitatief en globaal benoemd.

Wij constateren dat er nog geen goed overzicht is van de maatschappelijke kostenbaten. Het beter in kaart brengen en kwantificeren van deze baten zorgt er voor dat de business case van de bedrijven inclusief deze baten kunnen worden beoordeeld.

Nettarieven

Op dit moment zijn de netbeheerders verplicht om alle aanbieders en verbruikers van elektriciteit aan te sluiten op het elektriciteitsnet. Zo investeert TenneT miljarden in stopcontacten op zee en investeren zowel TenneT als de regionale netbeheerders zoals DNWB en Enexis in de benodigde netverzwaringen om de geproduceerde elektriciteit bij de verbruikers te krijgen. Hiermee zorgen de netbeheerders er gezamenlijk voor dat duurzaam opgewekte elektriciteit onbelemmerd kan worden verhandeld. Uit de business cases blijkt dat industriële verbruikers die willen investeren in elektrificatie die slechts in een beperkt deel van de tijd gebruikt wordt – dus als flexoptie - de netkosten (voor de aansluiting en voor het transporttarief) ervaren als een aanzienlijke kostenpost. Een evaluatie van de tariefstructuur in het licht van alle veranderingen van het energiesysteem mede op basis van de inzichten die de verschillende business cases hebben opgeleverd lijkt een zinnige vervolgstap. Daarvoor moet dan wel onderzocht zijn in hoeverre het leveren van flexibiliteit door de industrie een grotere maatschappelijke bate heeft dan de levering van flexibiliteit door andere partijen en of de materialisering daarvan wordt belemmerd door de kostenveroorzaking.

Nieuwe casussen met een positieve business case identificeren.

In het project zijn vijf cases bestudeerd. Het is goed mogelijk dat er in diverse industrieën meer positieve business cases kunnen worden geïdentificeerd. Het opstellen van een aantal heldere criteria die een potentieel voor Power to Heat en/of Power to Products kunnen aangeven kan hierbij helpen. Te denken valt aan situaties waarbij warmte intensieve processen met een overcapaciteit een rol spelen of bedrijven met een hoog elektriciteitsverbruik per eenheid van product.

3. Business cases bedrijven

Business cases

Essentieel bij het Power to Products project was het werken aan business cases die ingebracht werden door bedrijven. Dit was de rode draad van het project.

AkzoNobel, FrieslandCampina, Avebe, SmurfitKappa en DOW hebben m.b.v. business cases uitgewerkt hoe zij hun energievraag kunnen flexibiliseren en elektrificeren om gebruik te kunnen maken van duurzame elektriciteit die door wind en zon opgewekt wordt. Hoe deze bedrijven dat op een bedrijfseconomisch, verantwoorde wijze kunnen doen is in de business cases nader uitgewerkt.

Contractinnovaties

Flexvermogen in de industrie die als demand side management tool wordt ingezet vraagt om andere contractuele afspraken tussen de industrie en de verantwoordelijke PV-partij. Hierbij spelen de volgende overwegingen:

- Door het verder opschuiven van de energieleverancier richting het primaire proces van de klant ontstaat een steeds hechtere relatie
- Beide partijen zullen (gezamenlijk) moeten investeren om deze vorm van processturing mogelijk te maken
- Met het oog op terugverdientijd van de investeringen, die zichtbaar zal worden bij het gezamenlijk ontwikkelen van de business case, zal de looptijd van het contract aanzienlijk langer worden dan looptijd van de huidige energiecontracten.
- De looptijden van de contracten zullen verschuiven van 1-3 jaar naar 5-10 jaar met tussentijdse evaluatiemomenten

Daarnaast:

- is het betrekken van de netbeheerder (i.v.m. nettarieven en eventuele investeringen in het net) belangrijk. Daarmee neemt de complexiteit, een 3 partijen-contract, wel toe
- Echter door het betrekken weet de netbeheerder wat er op zijn net gaat gebeuren en kan hij/zij ook meedenken naar oplossingen voor de toekomst.

Daarnaast:

- is het betrekken van de netbeheerder (in verband met nettarieven en eventuele investeringen in het net) belangrijk. Daarmee neemt de complexiteit, een drie partijencontract, wel toe.
- Echter door het betrekken weet de netbeheerder wat er op zijn net gaat gebeuren en kan hij/zij ook meedenken naar oplossingen voor de toekomst.

3.1 Case 1: AkzoNobel groen chloor productie

AkzoNobel is een toonaangevende producent van chloor en natronloog met productiefaciliteiten in Nederland in Rotterdam en Delfzijl. Deze fabrieken hebben een gezamenlijke capaciteit van ~735 kton chloor per jaar en een elektriciteitsverbruik op continue basis van tussen de 200 en 250 MW. Ze maken deel uit van een chemiecluster waarbij downstream afnemers van chloor worden voorzien via een pijplijn. Opslag en transport van chloor is op deze wijze geminimaliseerd en de productie van chloor wordt aangepast aan de vraag van de chloorafnemers.

Alhoewel chlooralkali fabrieken gezien hun hoge kapitaalintensiteit bij voorkeur op maximale capaciteit worden bedreven, is het theoretisch relatief eenvoudig om de productie van chloor te variëren. Dit kan door de hoeveelheid stroom die door de elektrolysecellen wordt geleid te verlagen of te verhogen. Dit leidt dan automatisch tot minder of meer elektriciteitsverbruik. Ook is er op beperkte schaal chlooropslagcapaciteit beschikbaar, waardoor flexibele operatie van een chlooralkali fabriek voor korte tijdsperioden mogelijk is zonder de constante toevoer richting chloorafnemers te beïnvloeden.

Binnen de AkzoNobel groen chloor case is gekeken naar de technische mogelijkheden en financiële aantrekkelijkheid van het flexibel opereren van chlooralkali fabrieken in het licht van het toenemende aanbod van elektriciteit vanuit hernieuwbare en variabele bronnen zoals wind en zon. Dit is potentieel niet alleen financieel interessant, maar kan ook helpen in vergroening van de chloorproductie door direct gebruik te maken van de elektriciteit gegenereerd uit hernieuwbare bronnen.

Flexibiliteit van een chlooralkali fabriek

Uit de studie is geconcludeerd dat de flexibiliteit van een chlooralkali fabriek het best in gezet kan worden voor zogenaamd ‘peak shaving’. Dit houdt in dat de chlooralkali fabriek in principe het hele jaar op maximale capaciteit wordt bedreven, maar dat er voor wordt gekozen om ten tijde van hoge elektriciteitsprijzen de productie tijdelijk te verlagen. Gezien de hoge kapitaalkosten van een chlooralkali fabriek is het niet aantrekkelijk om een chlooralkali fabriek maar een beperkt aantal uren te bedrijven zoals dat bijvoorbeeld wel geldt voor een elektrische boiler.

Een belangrijke voorwaarde voor de ontsluiting van de flexibiliteit is dat de constante chloorlevering naar de klanten niet beïnvloed wordt. Dit vereist dat de verminderde productie ten tijde van peak shaving gecompenseerd moet worden door extra productie in de overige uren en dat er chloor uit de opslag geleverd moet kunnen worden ten tijde van verminderde productie. Om de extra productie in de overige uren mogelijk te maken moet de fabriek een bepaalde overcapaciteit hebben. Het aantal uren dat peak shaving kan worden toegepast is afhankelijk van de hoeveelheid extra productiecapaciteit.

Business case voor flexibele operatie

Om flexibel opereren aantrekkelijk te maken dienen de opbrengsten van de flexibiliteit op te wegen tegen de extra kosten die gemaakt moeten worden en de toename van operationele complexiteit.

Opbrengsten

De opbrengsten van de flexibiliteit zijn afhankelijk van de markt waarin de flexibiliteit wordt aangeboden. In het algemeen kan worden gesteld dat de opbrengsten toenemen met de snelheid waarmee de flexibiliteit geleverd kan worden. Binnen het project is gekeken naar de mogelijke opbrengsten op zowel de day ahead markt als op de onbalans markt. Voor de day ahead markt is dit gedaan op basis van de werkelijke prijzen voor 2014 als ook op basis van de verschillende prijsscenario's voor 2023. Voor de onbalans markt is alleen gekeken naar de werkelijke getallen voor 2014, omdat prijsscenario's voor onbalans in 2023 niet beschikbaar zijn.

Het kan worden geconcludeerd dat het financieel het meest interessant is om chlooralkali fabrieken op de onbalans markt te laten acteren. De berekende opbrengsten voor 2014 op de onbalansmarkt liggen namelijk significant hoger dan op de day ahead markt. Ook vertoont de day ahead markt sterke seizoensinvloeden, wat tot problemen leidt met de opslag van chloor. Verder suggereert de vergelijking tussen de prijzen van 2014 en de prijsscenario's voor 2023 dat de opbrengsten van 'peak shaving'-flexibiliteit op de day ahead markt maar beperkt toe zullen nemen.

Kosten

De kosten voor flexibele operatie worden met name bepaald door eventuele investeringen in extra capaciteit en ICT, die nodig zijn om flexibiliteit mogelijk te maken. Zoals eerder aangegeven is de chlooralkali industrie een zeer kapitaalintensieve industrie. Het is moeilijk om een algemeen kostengetal per geïnstalleerde MW aan chlooralkali capaciteit te geven, aangezien dat sterk afhangt van de projectgrootte.

Wanneer de extra capaciteit eenmaal beschikbaar is en het besturingssysteem van de fabriek zo is ingericht is dat flexibele operatie mogelijk is, zijn de verdere kosten voor flexibele operatie met name voor ICT en aanpassing van procedures.

Afweging opbrengsten versus kosten

Uit de studie is gebleken dat het niet economisch interessant is om extra chloorcapaciteit bij te bouwen om daarmee flexibiliteit aan te bieden op de day ahead markt. Het kan echter wel economisch interessant zijn als deze flexibiliteit wordt gevaloriseerd op de onbalansmarkt.

Indien extra capaciteit en de benodigde ICT-infrastructuur reeds beschikbaar zijn, is het in principe altijd aantrekkelijk om flexibel te opereren.

Onzekerheden

Een belangrijke onzekerheid in de valorisering van de chlooralkali flexibiliteit op de onbalansmarkt is de verwachte ontwikkeling van deze markt. Zullen onbalans prijzen gaan stijgen of dalen? Aan de ene kant zou men verwachten dat het toenemende aanbod van wind en zon leidt tot meer onbalans en meer prijsvariatie, maar aan de andere kant zouden meer partijen zich kunnen gaan richten op deze relatief kleine markt, waardoor de prijsvariatie juist afneemt.

Aangezien het installeren van extra chloorcapaciteit een significante tijd in beslag neemt en veel geld kost, is het voor een partij als AkzoNobel belangrijk om een goed beeld te hebben van de toekomstige opbrengsten. Dit beeld ontbreekt nu, omdat voorspellingen voor de onbalansmarkt binnen het project niet zijn gegeven.

Een andere onzekerheid zijn de kosten die gemaakt dienen te worden om een chlooralkali fabriek geschikt te maken voor operatie op de onbalansmarkt. Dit wordt nu door AkzoNobel verder onderzocht.

Verder onderzoek

AkzoNobel is van zins het flexibele gebruik van een chlooralkali fabriek op de onbalansmarkt verder te onderzoeken, omdat dit zowel vanuit een financieel oogpunt als ook vanuit een duurzaamheidsperspectief aantrekkelijk lijkt.

Netverzwaring en nettarieven die bij andere cases een belemmering zijn spelen niet bij AkzoNobel omdat de netaansluiting niet verzwaard hoeft te worden.

3.2 Case 2: DOW mechanische stoom recompressie

Stoom is één van de hoofd energiedragers voor de procesindustrie. Hoge druk stoom wordt gebruikt voor directe verwarmingsdoeleinden en in turbines voor het aandrijven van industriële machines zoals compressoren. Lage druk stoom met een lage temperatuur kan alleen nog dienen voor verwarmingsdoeleinden met een gematigde temperatuurniveau. Het bevat echter nog aanzienlijke hoeveelheden energie. Deze energie kan worden 'hergebruikt' door Mechanische Damp Re-compressie (MDR) Dat is een methode waarbij de druk van de stoom wordt verhoogd. Gelijktijdig stijgt ook de temperatuur. Hierdoor kan het weer toegepast worden voor processen die een hogere temperatuur vereisen. Dow Benelux B.V. heeft een specifieke toepassing van Stoom Re-Compressie geïdentificeerd die een mogelijkheid biedt om de toepasbaarheid van restwarmte in een industriële omgeving te vergroten. Dit concept maakt gebruik van de veranderende marktverhoudingen tussen fossiele brandstof- en elektriciteitsprijzen. Hierdoor kan de latente warmte van lage druk stoom worden vastgehouden. Dit biedt nieuwe mogelijkheden voor het maximaal verwaarden van (duurzaam opgewekte) elektriciteit.

MDR is een energetisch en economisch aantrekkelijke manier om lage druk stoom op te werken naar hoge druk stoom zodat dit kan worden terug gevoed in de industriële stoom infrastructuur. In combinatie met een Warmte-Kracht-Koppeling (WKK) biedt dit mogelijkheden tot grotere flexibilisering.

Een haalbaarheidsstudie is uitgevoerd naar de toepasbaarheid op de vestiging van Dow Benelux B.V. in Terneuzen. Hierbij is gekeken naar de techno-economische aspecten van verschillende concrete applicaties.

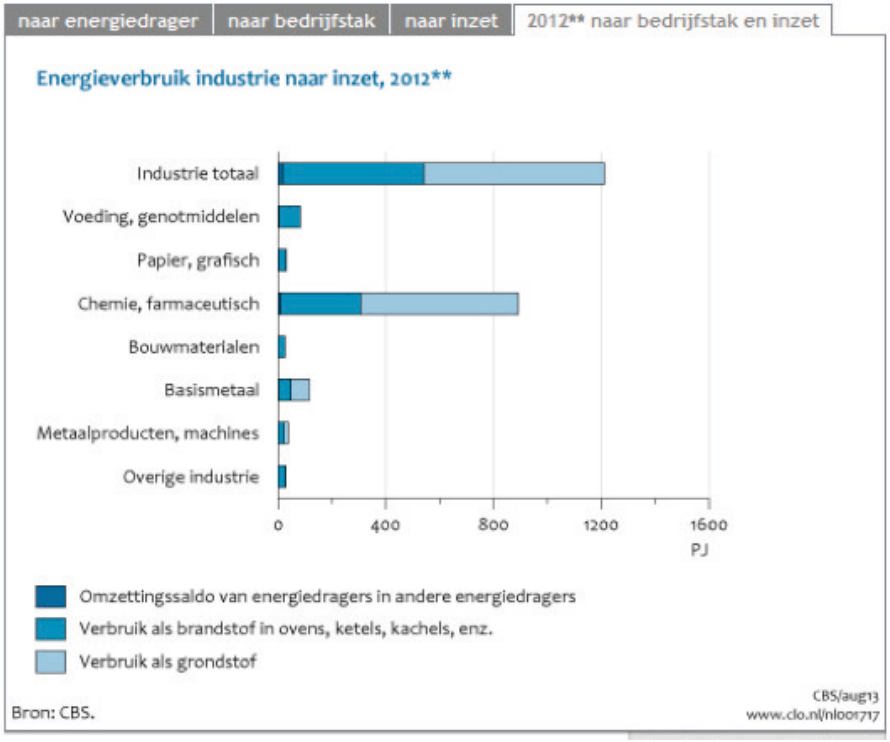
Als vervolgstap wordt gestreefd naar het realiseren van een demonstratie-opstelling bij een werkende installatie zodat de operationele aspecten kunnen worden gevalideerd en barrières en onzekerheden worden weggenomen voor een brede toepasbaarheid in de chemische industrie en andere procesindustrie.

Het innovatieve aspect van het project.

De technologie van MDR wordt al breed toegepast in andere sectoren zoals melkindustrie en in de zoutindustrie. Daar gaat het echter om lage temperaturen en zeer beperkte drukverhoging bij lage systeem drukken. De drukken die gangbaar zijn in de olie- of petrochemische processen op vestigingen in de Botlek, Moerdijk en Terneuzen liggen op delen van de fabrieken veel hoger.

Hier lijkt deze technologie gebaseerd op hetzelfde principe maar in een andere uitvoeringsvorm kansen te bieden. De totale warmtevraag in deze industrie is significant en equivalent aan 15GWth. Een deel hiervan kan zich lenen voor MDR (mits deze voldoen aan de randvoorwaarden).

Door de fundamentele eigenschap dat MDR een veelvoud van zijn energie input beschikbaar maakt als output (Coëfficiënt of Performance, COP), vaak een relatie van 5 of hoger, is dit de toepassing met de hoogste toegevoegde waarde van elektriciteit als men warmte nodig heeft. Per ton gerecomprimeerde stoom wordt 2 ton CO_2 vermeden.



Figuur 3.1 Energieverbruik van de Nederlandse Industrie 2012

De business case bij DOW is een goed voorbeeld van de bijdrage die de energie-intensieve industrie kan leveren om de Nederlandse energievoorziening efficiënter te maken en te vergroenen. De case laat zien dat restwarmte zeer efficiënt kan worden opgewaardeerd naar proceswarmte. De COP (coëfficiënt of performance) van stoomrecompressie ligt tussen zeven en de tien, wat wil zeggen dat met één eenheid elektriciteit zeven à tien eenheden warmte gemaakt kunnen worden. Dat is het alternatief voor de huidige wijze waarop warmte wordt gemaakt: DOW gebruikt nu aardgas om proceswarmte te maken met de efficiency van moderne gasgestookte installaties (één eenheid gas wordt omgezet in één eenheid warmte). Naast de directe voordelen voor DOW, zoals minder gasgebruik, lagere CO_2 uitstoot etc. heeft deze technologie ook maatschappelijke voordelen:

- Met deze technologie bespaart de industrie aardgas.
  - Omdat de energievraag en het gasverbruik van de industrie zeer groot zijn liggen hier kansen om de CO_2 uitstoot substantieel te verlagen
  - minder aardgasverbruik betekent minder winning en dat heeft lokaal en geopolitiek voordelen

- Deze technologie is breed inzetbaar in de procesindustrie en kan een bijdrage leveren aan de energie-efficiency doelen van de industrie

- Deze technologie gebruikt elektriciteit op continue basis. Naarmate onze elektriciteit duurzamer wordt opgewekt omdat er meer wind en zon komt, wordt de warmte ook duurzamer. Elektriciteit als meest hoogwaardige energievorm wordt daarbij maximaal gevaloriseerd.

- Deze technologie kan op een kostenefficiënte wijze een bijdrage leveren aan het vergroenen van onze energievoorziening, aan het besparen op gas en het reduceren van onze CO_2 uitstoot. Vergelijkbaar met wind en zon is de kapitaalsinvestering een doorslaggevende factor bij deze oplossing. Dit onderzoek heeft aangetoond dat dit reële terugverdientijden oplevert.

- Deze oplossing sluit goed aan op technologische ontwikkelingen in de markt.

Vervolgstap

Het hoofddoel van het project is om het concept van MDR technologie toe te passen op een specifieke installatie bij Dow op een industriële schaal. Het bredere doel is om de betrouwbaarheid, inpasbaarheid en economische haalbaarheid aan te tonen voor een industrie die door zijn aard voorzichtig is met het implementeren van nieuwe technologie.

De specifieke doelen zijn:

- Het opstellen van het technische eisen pakket voor de specifieke toepassing bij Dow
- Het opstellen van het testprotocol voor deze installatie.
- Het uitvoeren van deze testen op een werkelijk geïmplementeerde opstelling
- Het dissemineren van de bevindingen
- Het project beoogt de uitkomsten te toetsen aan de eisen gesteld op het vlak van techniek, economie en eisen op het vlak van systeem integratie in de infrastructuur.

Geschatte project planning en kosten.

In dit project wordt gestreefd naar een op de applicatie toegespitste MDR eenheid op basis van de binnen Dow geldende eisen. Al de stappen die moeten worden doorlopen voor het definiëren, bouwen, in bedrijf nemen en opereren vormen een onderdeel van het project. Dit vormt een onderdeel van de kennis die wordt opgedaan. De kosten zullen naar schatting €3 miljoen tot €5 miljoen bedragen.

3.3 Case 3: Avebe - elektrische stoomketel

Avebe is een coöperatie van 2.500 akkerbouwers uit Nederland en Duitsland. De zetmeelaardappelen van deze leden worden jaarlijks verwerkt tot hoogwaardige ingrediënten op basis van aardappelzetmeel en –eiwit, waar ze wereldwijd toegevoegde waarde bieden in voeding maar ook in industriële toepassingen. Avebe werkt voortdurend aan de ontwikkeling van nieuwe mogelijkheden en toepassingen op basis van zetmeelaardappelen en richt zich op duurzame continuïteit. Het bedrijf heeft 1.300 medewerkers en productielocaties in Nederland, Duitsland en Zweden en heeft verkoopkantoren in de Verenigde Staten, Europa, Azië en het Midden-Oosten. Het hoofdkantoor staat in Veendam.

Avebe heeft uitgezocht of het uit kan een elektrische stoomketel bij te plaatsen naast de al bestaande conventionele ketels (op Slochterengas) en WKCs. Deze oplossing geeft een mogelijkheid tot Demand Side Response zonder dat hiervoor aanpassingen hoeven worden gemaakt in het productieproces van Avebe.

Het uitgangspunt voor de business case is dat momenteel Avebe voldoende opgestelde stoomcapaciteit heeft en dat de elektrische ketel zichzelf moet terugverdienen. Welke verdienmodellen er zijn, is onderzocht. Daarvan zijn de volgende twee het meest interessant:

Onbalansmarkt
De elektrische ketel kan ingezet worden op de snel fluctuerende prijzen van de onbalansmarkt. In de huidige situatie is ruwweg 600 uur in het jaar draaien met de E-ketel goedkoper dan met een conventionele ketel of WKC.

VOORDELEN	NADELEN
Ervaring van deze markt reeds in huis (WKCs)	Inkomsten onzeker (acteren op veel losse kwartieren)
Afspraken met PV reeds ingericht	Extra netwerkkosten en Energiebelasting/Opslag Duurzame Eenergie zijn substantieel

Leveren van betrekkend noodvermogen aan TenneT
De elektrische ketel kan Avebe in staat stellen “betrekkend noodvermogen” te leveren aan TenneT. De geschatte afroep is een paar keer per jaar. Ketel staat dus zeer groot deel van de tijd stand by. Dit is geen probleem, omdat het huidig productiepark groot genoeg is.

VOORDELEN	NADELEN
Ketel zelden in bedrijf -> toename netwerkkosten beperkt	Inkomsten zeer onzeker
Signaal van Tennet: geen vertraging	Toekomst van tender onbekend

Meedoen aan de tender zou Avebe pas doen als ze de E-ketel al heeft staan, maar de investeringsbeslissing kan ze pas te nemen als de uitkomst van de tender bekend is. Kortom, in dit kip-of-ei verhaal neemt een bedrijf niet snel een positieve investeringsbeslissing. Pas als er een afspraak gemaakt kan worden voor een vaste periode en een vaste vergoeding, kan zo een investering het halen. Na de contractperiode voor noodvermogen kan de ketel ingezet worden op bijvoorbeeld de onbalansmarkt.

Uitkomst business case voor de onbalansmarkt

De business case is uitgewerkt voor een elektrische ketel met een vermogen van 7 MW, overeenkomend met een stoomproductie van 10 ton/uur. Deze kan ingepast worden in de Avebe infrastructuur zonder verzwaring van de netwerkaansluiting.

Het resultaat van de business case op basis van de huidige onbalansprijzen is weergegeven in onderstaande tabel:

E-KETEL TER APERKANAAL	TOTAAL
Theoretisch max. haalbaar maandelijks	277.228 €
Extra netwerkkosten met E-ketel	-131.333 €
Onder de streep jaartotaal	145.895 €

Min. TVT bij investering van 1,0 M€	6,9 jaar
Min. TVT wanneer geen netw.k. + EB	3,0 jaar
Opbrengst onbalans bij 50% “raak”	138.614 €
Extra netwerkkosten met E-ketel	-131.333 €
Onder de streep jaartotaal	7.281 €
TVT bij 50% “raak”	137,4 jaar
TVT 50% “raak”, geen netw.k. + EB	5,3 jaar
Aantal uren E-ketel interessant	592 uur
Extra EB + ODE-kosten met E-ketel	50.884 €

Aangegeven is de maximaal haalbare jaarlijkse besparing op de primaire energiekosten. De extra netwerkkosten worden veroorzaakt door de toename van het gevraagde piekvermogen en een verschuiving van netto leverend naar netto betrekkend van het elektriciteitsnet.

Wanneer er optimaal gestuurd kan worden op de onbalansmarkt is de terugverdientijd van de elektrische ketel ca 7 jaar. Dit is moeilijk te realiseren doordat de periodes met lage prijzen op de onbalansmarkt bestaan uit veel losse kwartieren. Bij een “hitrate” van 50% is de besparing nog slechts minimaal.

De conclusie is dat de waarde van flexibiliteit en de bedrijfstijd op dit moment te laag is en om de noodzakelijke investeringen binnen een acceptabele termijn terug te verdienen.

De P2P scenario’s 2 en 3 voor de day ahead markt in 2023 laten een groter aantal uren zien met lage elektriciteitsprijzen. Voor deze scenario’s wordt de business case van de elektrische ketel duidelijk beter (terugverdientijd < 3 jaar) en kan een elektrische ketel een economisch haalbare optie zijn voor het flexibiliseren van de elektriciteitsvraag.

3.4 Case 4: Smurfit Kappa Roermond Papier

Smurfit Kappa Roermond Papier heeft in samenwerking met Enexis, Eneco, Cofely, TenneT en Berenschot een business case uitgewerkt waarin de mogelijkheden van de inzet van een elektrische stoomketel om de vraag naar elektriciteit te kunnen flexibiliseren zijn bekeken.

Een elektrode boiler is een bestaande, succesvolle en compacte technologie die geschikt blijkt te zijn om in de huidige energievoorziening van de fabriek ingepast te worden en direct de inname van elektriciteit kan verhogen tijdens lage elektriciteitsprijzen in de markt. In deze business case zijn twee opties uitgewerkt, namelijk een 9.5 MW boiler en een 30 MW boiler. In theorie kan Smurfit Kappa meer elektrisch vermogen installeren. Voor beide boilers dient de netaansluiting te worden vergroot middels respectievelijk een 10 kV of een 150 kV aansluiting. Deze aansluitingen kunnen door de laagspannings- of hoogspanningsnetbeheerder worden aangelegd.

De elektrode boiler kan worden ingezet op de momenten dat de elektriciteitsprijs zakt onder de gasprijs, dit kan op dag markt (veilingmarkt) of op de onbalansmarkt. De verwachting is dat de dag markt te korte perioden met lage elektriciteitsprijzen oplevert, daarom is gekeken naar de opbrengsten vanuit de onbalansmarkt. De investeringen van een elektrode boiler zijn afgezet tegen de opbrengsten uit de (toekomstige) onbalansmarkt.

Verschillende scenario's zijn uitgerekend en het meest interessante scenario voor Smurfit Kappa Roermond Papier is het scenario waarbij uitgegaan wordt van:

- Een elektrode boiler van 30 MW met een 150 kV aansluiting
- Een onbalansmarkt met veel afregelvermogen, waardoor de opbrengsten maar 65% bedragen t.o.v. van een onbalansmarkt met het huidige afregelvermogen
- Er kan gebruik gemaakt worden van de DEI subsidie

Aangezien dat geen positieve business case opleverde is, als vingeroefening, gekeken onder welke condities de business case positief zou zijn. Daarbij werden de volgende suggesties genoemd: 1) De kosten voor de aansluiting van een 150 kV kabel zijn voor rekening van de netbeheerder en 2) de jaarlijkse netwerkkosten worden verdeeld over Smurfit Kappa en de netbeheerder. Aangezien dit geen realistische optie is, is die niet verder uitgewerkt.

De conclusie is dat de waarde van flexibiliteit en de bedrijfstijd te laag is en om de noodzakelijke investeringen terug te verdienen.

3.5 Case 5: Royal FrieslandCampina

FrieslandCampina heeft de business case uitgezocht voor de plant DMV, De Melkindustrie Veghel. Om de target van 20 % energie reductie te halen in 2020 is FrieslandCampina steeds op zoek naar nieuwe innovatieve opportunity's.

Elke dag voorziet Royal FrieslandCampina miljoenen consumenten verspreid over de wereld van zuivelproducten met waardevolle voedingsstoffen. Met een jaaromzet van 11,3 miljard euro behoort FrieslandCampina tot de vijf grootste zuivelondernemingen in de wereld. FrieslandCampina levert consumentenproducten als zuiveldranken, kindervoeding, kaas en desserts in een groot aantal landen. Ook worden room- en boterproducten aan bakkerijen en horecabedrijven geleverd. Daarnaast produceert FrieslandCampina ingrediënten en halffabricaten voor producenten van kindervoeding, de voedingsmiddelen industrie en de farmaceutische sector. DMV Veghel behoort tot deze laatste businessgroep. DMV raffineert uit rauwe melk en kaaswei ingrediënten zoals melkeiwit, lactose, eiwitconcentraten en weipoeder. Dit gebeurt via diverse processen zoals membraanfiltratie, valstroomindampers, walsdrogers en droogtorens. Mede door de hoge aanvoer van grondstoffen en de energie intensieve processen is DMV de grootste energieverbruiker binnen FrieslandCampina. De capaciteiten van de installaties zijn afgestemd op volcontinu bedrijf, waardoor flexibiliseren met de huidige elektravraag geen optie is.

Door DMV is gekozen om het elektrisch verwarmen van de proceslucht van een poeder droogtoren uit te werken. Voor dit proces wordt 160 h per week 60.000 m3/h buitenlucht met een indirecte gasbrander opgewarmd tot 220 C. Doel van de

pilot was om uit te werken of de buitenlucht elektrisch verwarmd kon worden en dit toepasbaar is in het bestaande proces. Tijdens de studie bleek dat deze elektrische luchtheaters op de markt beschikbaar zijn en het technisch uitvoerbaar is om tijdens productie over te schakelen van de bestaande gasbrander naar de elektrische heater. Om een 3 MW elektrische heater in te passen in het droogproces worden de kosten begroot op 3 miljoen euro met jaarlijkse vaste lasten van 340.000 euro. De te verwachten baten day ahead zijn circa 40.000 euro. De conclusie is dat dit economisch een niet haalbaar optie is.

Daarna is gekeken met specialisten uit de P2P werkgroep of binnen de circa 50 subprocessen van DMV andere mogelijkheden zijn om het elektra verbruik van DMV te flexibiliseren. Deze zijn niet gevonden.

Conclusie is dat elektra verbruik flexibiliseren binnen de productieprocessen van DMV op dit moment economisch een niet haalbare business case is.

Mogelijke vervolgstappen zijn de elektrisch stoomboiler (cases Smurfit Kappa en AVEBE). Dit is een interessante universeel toepasbare optie voor zuivelbedrijven om de elektra vraag te flexibiliseren. Randvoorwaarde is dat het extern wordt beheerd en een positieve business case is. Ook is de toepassing van stoomrecompressie (case DOW) uitgewerkt. Door de relatief kleine condensaatstromen en lage temperaturen is dit bij onze processen niet aantrekkelijk.

Bijlagen

Bijlage 1: Elektriciteitssysteem

B1.1 Inleiding: het belang van flexibiliteit

Het elektriciteitssysteem ondergaat grote veranderingen. De snelle toename van het opgestelde vermogen aan wind en zon in Noordwest-Europa creëert een nieuwe dynamiek op de elektriciteitsmarkten en zorgt ervoor dat de afstemming (balans) van aanbod en vraag van elektriciteit een steeds grotere uitdaging vormt. Dit wordt nog versneld door de opkomst van nieuwe groepen (decentrale) gebruikers, zoals elektrische warmtepompen en elektrische voertuigen.

De invoeding en afname van elektriciteit op het elektriciteitsnet moeten ten alle tijden in balans zijn, omdat elektriciteit niet 'in het net' kan worden opgeslagen. Deze balanshandhaving wordt geregeld door een uitgekiend technisch-economisch systeem, waarin momenteel vooral fossiele elektriciteitscentrales dominant zijn en bijvoorbeeld flexibiliteit aan de vraagzijde en opslag een bescheiden rol spelen. Dat kan en zal echter gaan veranderen.

Door de toename van het opgestelde vermogen aan wind en zon zullen er steeds meer momenten zijn waarop te weinig fossiele centrales draaien om de flexibiliteit te kunnen leveren die nodig is voor de balanshandhaving. Daarnaast staat ook de rentabiliteit van centrales onder druk. Om een verdere groei van duurzame energie mogelijk maken is het nodig dat we zoeken naar nieuwe bronnen van flexibiliteit voor het handhaven van de balans tussen vraag en aanbod. Er lijkt hier een grote rol weggelegd voor de flexibiliteit van de procesindustrie.

Power to Products business cases worden gedreven door het elektrificeren maar ook het flexibiliseren van de energievraag. Als de prijs van elektriciteit laag is door een ruime beschikbaarheid van wind/zon, dan gebruikt een Power to Products business case extra elektriciteit. Op momenten dat elektriciteit relatief duur is en er weinig aanbod van hernieuwbare energie is, wordt er juist weer minder elektriciteit afgenomen. Er zal dus ook sprake zijn van een alternatieve brandstof of grondstof (bijvoorbeeld aardgas), of een productieproces dat adaptief/flexibel gemaakt kan worden.

Wat hebben de business cases nodig?

Om Power to Products business cases mogelijk te maken zijn investeringen nodig: investeringen in installaties, extra productiecapaciteit, automatische aansturingssystemen en training van personeel. Om deze investeringen te rechtvaardigen is in de business cases behoefte aan informatie over de momenten van hoge energieprijzen en de momenten van lage energieprijzen, en dan specifiek de toekomstige frequentie van het voorkomen hiervan, maal de lengte, en de waarschijnlijkheid daarvan: hoe worden deze momenten verklaard.

In het P2P project is deze materie in een aantal intensieve werksessies uitgebreid verkend aan de hand van presentaties, toekomstverkenningen en dialoogsessies. Als hulpmiddel hierbij zijn ook een aantal scenarioberekeningen gemaakt van toekomstige prijzen.

Deze bijlage doet beknopt verslag van deze materie. Deze bijlage begint met een stuk over de inrichting van het elektriciteitssysteem en de markten daarbinnen (B1.2), de historische prijzen en de trends die we daarin zien (B1.2) de toekomscenario's voor het energiesysteem (B1.4), vertaling van toekomstscenario's in prijzen en in flexibiliteitsbehoefte van het energiesysteem (B1.5 en B1.6) .

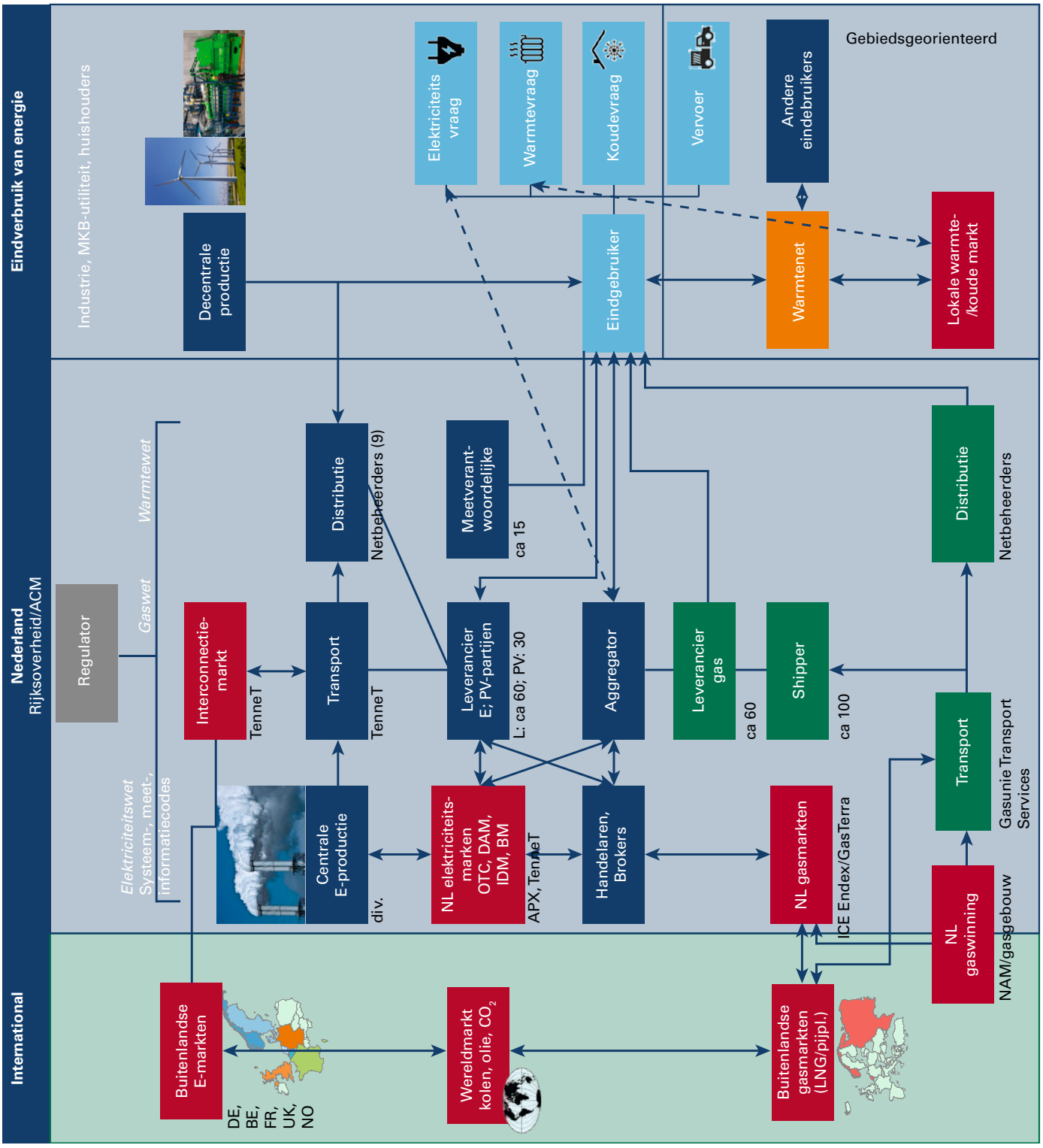
B1.2 De inrichting van het elektriciteitssysteem

Figuur B1.1 geeft een beeld van het energiesysteem in Nederland, met bijbehorende internationale invloeden. De figuur laat de inrichting van de markten voor elektriciteit, gas en warmte zien. De belangrijkste handelsplaatsen (deelmarkten, in rood), actoren en hun verschillende interacties zijn zichtbaar in de verschillende blokken. De pijlen illustreren de directe interacties en koppelingen. Het kan gaan om fysieke stroom van energie, maar ook om handel, gegevensuitwisseling en dergelijke.

In het Nederlandse elektriciteitssysteem spelen verschillende partijen een rol:

- De producenten van elektriciteit. Sommige producenten hebben een portfolio aan productiemiddelen, fossiel en hernieuwbaar, andere producenten hebben bijvoorbeeld alleen 1 centrale of alleen hernieuwbaar.
- TenneT: de beheerder van het landelijk hoogspanningsnet (110 kV en hoger); eindverantwoordelijke voor een werkend energiesysteem inclusief handhaving van de balans tussen vraag en aanbod.
- De regionale systeembeheerders: beheerders van de laag-, midden- en tussenpanningsnetten (0,4 tot 110 kV).
- De programmaverantwoordelijke (PV-partij): verantwoordelijk voor de inkoop van precies voldoende elektriciteit om aan zijn afnemers te kunnen leveren; stelt dagelijks een energieprogramma op dat in balans moet zijn.
- De meetverantwoordelijke bedrijven (MV). Zij meten het daadwerkelijke verbruik conform de Meetcode.
- De leveranciers. Zij leveren stroom aan de eindafnemers, zowel particulieren als bedrijven.
- Eindafnemers: Die kunnen via (diensten-)leveranciers, aggregators of hun PV partij minder of meer actief participeren in de markt.

- De overheid speelt op een aantal manieren een rol: ze bepaalt de marktinrichting (elektriciteitswet en diverse codes); via het toezicht (regulator), via het vormgegeven van beleid voor duurzame energie en energie-efficiency (SDE-subsidie, regulerende energiebelasting, etc.)



Figuur B1.1: de energiewaardeketen. Bron: 'De rol van eindgebruikers in relatie tot systeem-integratie' (Berenschot, CE Delft, Overview)

De marktplaatsen voor elektriciteit

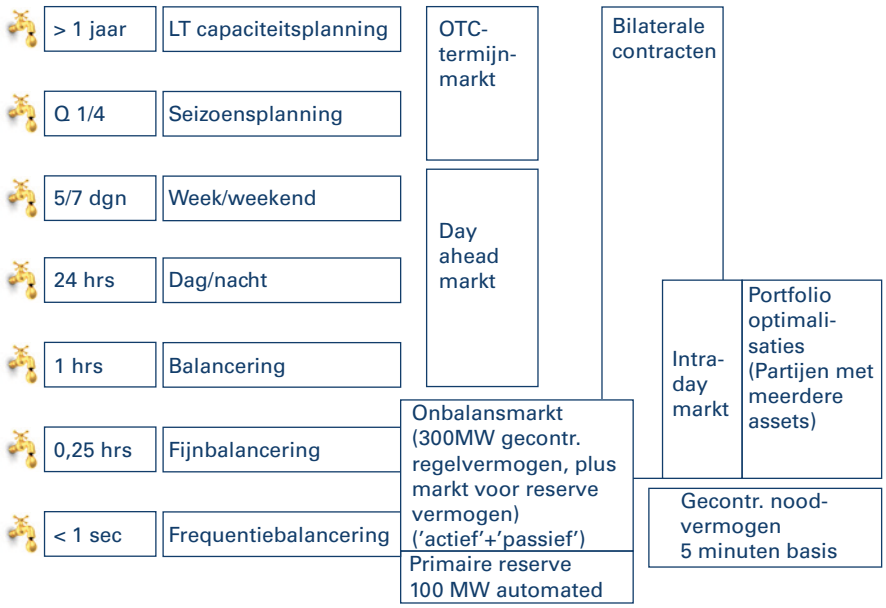
Nederland kent een geliberaliseerde elektriciteitsmarkt. Een groot deel van de hoeveelheden (volumes) elektriciteit wordt verhandeld via markten: spotmarkt, bilaterale markt en/of termijnmarkt. Samen is dit de groothandelsmarkt voor elektriciteit, participanten zijn producenten, grootverbruikers, handelaren en energieleveranciers. Daarnaast wordt veel elektriciteit rechtstreeks geleverd aan eindverbruikers.

In Nederland handelen marktpartijen vooral in eenheden van energie (MWh). Dit heet ook wel de 'energy-only' markt waarmee wordt bedoeld dat er - afgezien van een beperkte capaciteit voor gecontracteerd noodvermogen - er geen vaste vergoedingen bestaan voor het bezitten en aanbieden van productievermogen. Marktpartijen zijn wel volledig vrij om allerlei contractvormen met elkaar aan te gaan – het is immers een vrije markt. Contractvormen kunnen afgeleid zijn van de spotmarkt maar kunnen bijvoorbeeld ook best betrekking hebben op capaciteit.

Marktpartijen kiezen zelf om te investeren in bijvoorbeeld centrales als zij op grond van prijssignalen uit de markt verwachten dat die investeringen rendabel zijn. Dit geldt ook voor investeringen in andere flex-opties.

Er is op een aantal plaatsen overheidsbemoeienis, bijvoorbeeld de subsidiering van hernieuwbare energie, maar de overheid stelt dus geen doelen t.a.v. hoeveelheden flexibel productievermogen en dergelijke. Het wordt juist aan de marktpartijen overgelaten om hierin in voldoende mate te voorzien.

De balans tussen vraag en aanbod in het elektriciteitssysteem wordt op meerdere tijdschalen tot stand gebracht, waarbij, naar mate men dichter bij het moment van levering komt, de markt verschilt. Dit is weergegeven in onderstaande figuur.



Figuur B1.2: Het 7 kranenmodel en de energiehandelsplaatsen

De voornaamste handelsplaatsen voor regel- en reservevermogen zijn:

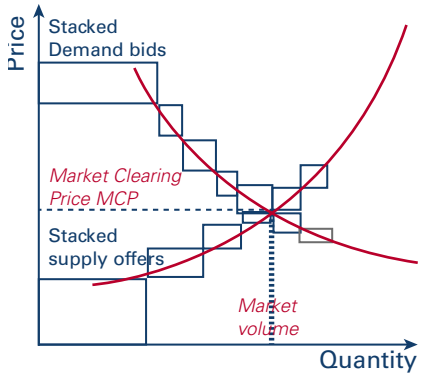
- **De 'Over the Counter' (OTC-)markt.** Op deze markt komen transacties tot stand die niet via de beurs gaan. Dit zijn onderlinge afspraken tussen twee partijen, gefaciliteerd via een trading mechanisme van APX.
- **De APX Day-ahead en Intraday markt.** Dit zijn spotmarkten voor elektriciteit, waar wordt gehandeld in uur-prijzen. Voor elke dag wordt voor elk uur van de dag een aparte prijs vastgesteld. Op de Intraday markt kan handel continu plaatsvinden in uurlijkse intervallen.
- **De onbalansmarkt (via TenneT).** Een regulering om een teveel of tekort aan stroom op het elektriciteitsnet op of af te schakelen. Gedurende elk kwartier van de dag wordt er door energieproducenten geboden om een situatie van energieoverschot of energietekort te balanceren. Zo kan elektriciteit bij een tekort tegen zeer aantrekkelijke prijzen worden verkocht.

Voor de prijsvorming van de elektriciteit-commodity is de APX day-ahead markt het belangrijkst. Deze geldt namelijk als referentie voor veel andere producten en markten.

Op de elektriciteitsmarkt wordt prijsvorming grosso modo bepaald door het snijpunt van de vraag en aanbodcurves (zie figuur). Deze curves geven aan wat producenten wensen te ontvangen (aanbodcurve) en wat verbruikers wensen te betalen (vraagcurve).

Flexibiliteitsbehoeften van het energiesysteem die te voorzien zijn tot uiterlijk 1 dag voor levering komen tot uiting in de prijsvorming op de APX DAM. Daarna komen de intradaymarkt en de onbalansmarkt in in beeld.

The auction traded market: Day-ahead spot market, area-based



Integratie met Europese markten

De markten van Nederland, België, Frankrijk en Duitsland zijn sinds januari 2007 op de APX aan elkaar gekoppeld. Ook staat Nederland via interconnectoren in verbinding met het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen. Marktkoppeling brengt vraag en aanbod van de Day-ahead markten in de Centraal-West-Europese en Noord-Europese regio bij elkaar. Als er sprake is van twee landen met verschillende vraag- en aanbodcurves, worden de verschillende curves namelijk geïntegreerd. Koppeling van elektriciteitsmarkten leidt daarmee tot efficiënte prijsvorming op de groothandelsmarkt en draagt daarnaast bij aan een gelijk Europees speelveld voor energie-intensieve industrieën.

Momenteel wordt de Nederlandse elektriciteitsmarkt gekoppeld aan haar buurlanden met een capaciteit van 5650 MW. Tot 2023 wordt deze integratie verder uitgebreid met tenminste 3400 MW, waarmee de prijzen tussen buurlanden nog dichter naar elkaar toe zullen bewegen.[3]

3 *Bron: "Bevordering integratie Nederlandse elektriciteitsmarkt" (Berenschot, in opdracht van Ministerie van Economische Zaken, 2015)*

B1.3 Historische prijsontwikkelingen

Om huidige en toekomstige ontwikkelingen op de elektriciteitsmarkten beter te begrijpen, is het van belang om te kijken naar enkele historische gebeurtenissen met betrekking tot prijsontwikkelingen en volatiliteit.

Figuur B1.3 geeft een eerste beeld van de spotmarkt van Nederland (APX) van 2006 tot begin 2015. Dit is een weergave van de gemiddelde groothandelsprijzen per dag op de day-ahead markt. Te zien is dat de jaren van 2006 tot en met 2008 volatiel waren met frequente prijsuitschieters. Daarna is de volatiliteit sterk afgenomen. Hoewel in deze periode af en toe een uitschieter in de prijzen waarneembaar is, gebeurt dit niet meer in de mate zoals daarvoor.

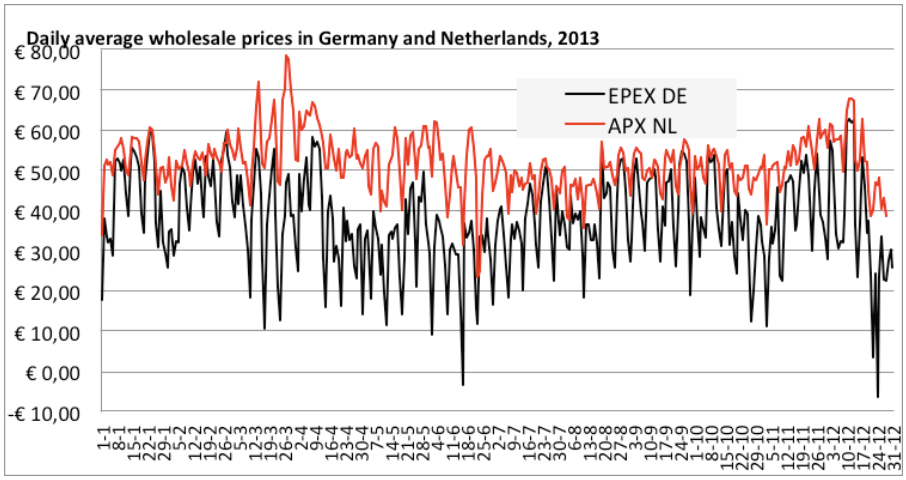
Figuur B1.3. Daggemiddelde groothandelsprijzen op de day-ahead markt (APX, 2006-2015)

De steeds lagere volatiliteit van de APX day-ahead markt heeft een aantal oorzaken, waaronder de arbitrage van grote hoeveelheden WKK en het steeds toenemende effect van de internationale marktkoppeling in Noordwest-Europa, die in stappen is ingevoerd vanaf 2006. Met name de CWE marktkoppeling in 2010, waarbij Duitsland in de koppeling werd meegenomen, maakte een groot verschil. De elektriciteitsprijs komt daardoor tot stand in een steeds grotere markt waarin de extremen steeds meer worden afgevlakt.

Opgemerkt wordt wel, dat volgende stappen in de marktkoppeling tot een omgekeerd effect kunnen gaan leiden. De invoering van de flow-based marktkoppeling in 2015, inmiddels succesvol uitgevoerd, leidt naar verwachting enerzijds tot kleinere gemiddelde prijsverschillen tussen Nederland en andere landen, maar anderzijds ook tot grotere prijsvolatiliteit. Dit komt doordat de andere Europese landen, vooral Frankrijk en Duitsland, nu een veel hogere prijsvolatiliteit hebben dan Nederland. Met het verbeteren van de marktkoppeling importeert Nederland niet alleen het lagere prijsniveau uit die landen, maar ook de grotere prijsvariaties.
Dit effect werd al verondersteld in de aanloop naar het Power to Product project, en komt nu ook uit.

Het feit dat bijvoorbeeld de Duitse prijzen zowel lager als volatieler zijn, is te zien in navolgende grafiek van het prijsverloop in beide landen over 2013. In de nabije toekomst zal de Nederlandse prijscurve steeds meer op de Duitse gaan lijken door drie hoofdoorzaken[4]:

- Het vergroten van de transportcapaciteit tussen Nederland en Duitsland;
- Het verder verbeteren van de marktkoppeling waardoor de prijzen en patronen naar elkaar toegaan
- De investeringen in duurzame energie in Nederland volgens het Energieakkoord en de bouw van nieuwe kolencentrales, waardoor het Nederlandse productiepark wat meer op het Duitse gaat lijken.



Figuur B1.4 Gemiddelde dagelijkse wholesale prijzen in Duitsland en Nederland. Bron: TenneT Market Review 2013 (Berenschot, universiteit Aken, TenneT)

De effecten van een grotere marktkoppeling waren vooraf berekend in de 'Flow based parallel run', zie onderstaande grafiek. De eerste praktijkresultaten sinds de invoering bevestigen dit beeld. Het prijsverschil met Duitsland is kleiner dan voorheen, en de volatiliteit is juist iets toegenomen.

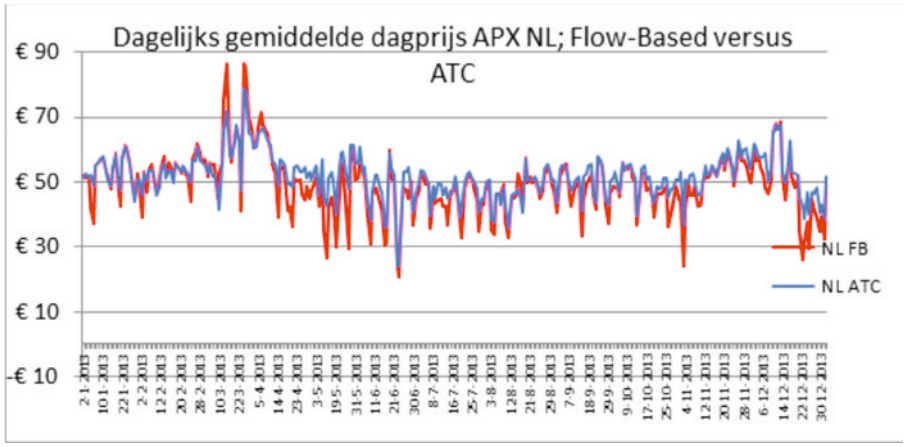
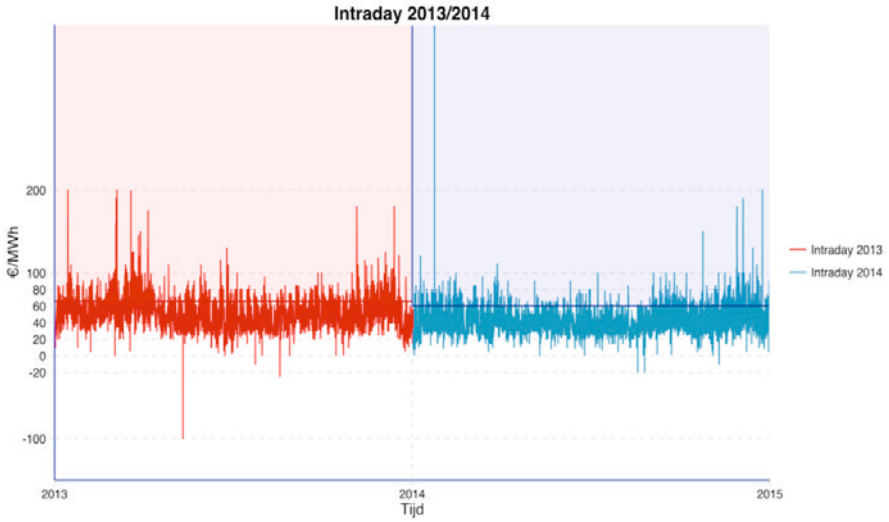


Fig B1.5 Gemeten day-ahead APX prijzen in 2013 bij de oude marktkoppeling (ATC, blauw) en gesimuleerde prijzen bij de flow-based marktkoppeling (FB, rood). Bij flow-based marktkoppeling daalt de gemiddelde prijs bij hogere volatiliteit. (Bron: projectie Berenschot op basis van data stuurgroep CWE)

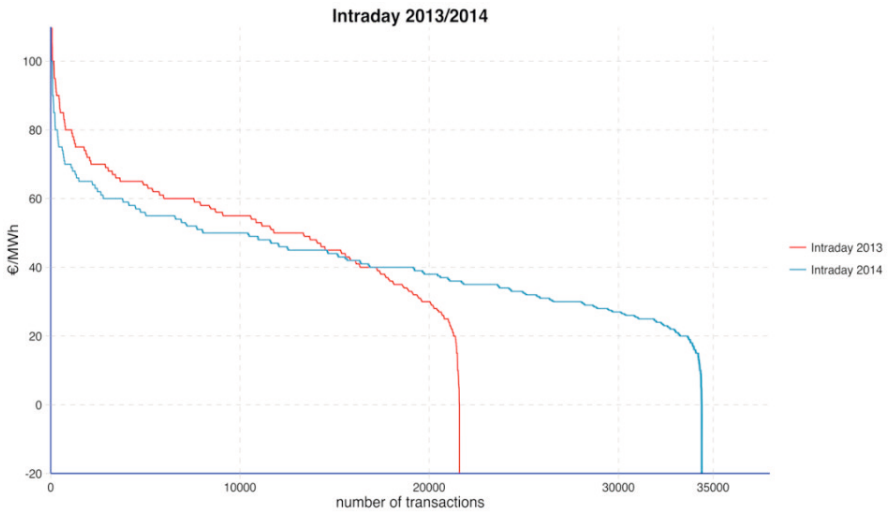
4 *Zie "Bevordering integratie Nederlandse elektriciteitsmarkt" (Berenschot, in opdracht van Ministerie van Economische Zaken, 2015)*

Naast de day-ahead markt wordt de intra-day markt geleidelijk aan belangrijker. In figuur B1.6 is te zien dat de volatiliteit van de Intraday markt voor 2013 en 2014 steeds meer lijkt op de day-ahead markt van tegenwoordig. Figuur B1.6 laat ook zien dat het aantal transacties op de Intraday markt sterk is toegenomen. De Intraday markt lijkt volwassener te worden, het jaar 2014 geeft een goed beeld van de spreiding van de marktprijzen. Deze verandering is ook te zien in figuur 2.3, waar de volatiliteit tussen de day-ahead markt en Intraday markt met elkaar zijn vergeleken. Waar er in 2013 nog zeer hoge en lage prijzen zijn te zien op de Intraday markt, is dit in 2014 minder het geval. Hierdoor beweegt de spreiding meer richting het niveau van de day-ahead markt.

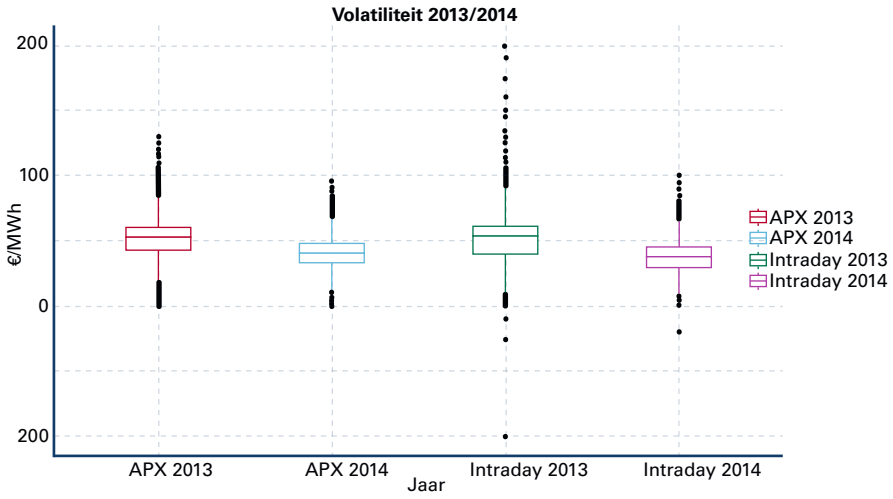


Figuur B1.6. Volatiliteit op de Intraday markt in 2013 en 2014.

In figuur B1.7 zijn de prijzen van de intraday markt in 2013 en 2014 opgegeven als sortering. Hieruit blijkt dat het aantal transacties in 2014 een stuk hoger is dan in 2013.



Figuur B1.7 Spreiding van prijzen op intraday markt, 2013 versus 2014.



Figuur B1.8 Vergelijking tussen de volatiliteit van de Intraday markt en APX in 2013 en 2014.

Anders dan de day-ahead markt is de intraday markt nu nog niet sterk gekoppeld aan andere landen. Daar gaat wel verandering in komen. Tussen de energiebeurzen is afgesproken dat er een gekoppelde intraday markt in Noordwest-Europa zal komen waardoor ook de onderlinge beïnvloeding tussen de nationale intraday markten kan gaan toenemen. De impact daarvan is nog niet geheel duidelijk omdat de hoeveelheid transportcapaciteit voor koppeling intraday markt vaak veel kleiner is, zeker in gevallen waarbij het meeste al is toegewezen tijdens de day-ahead markt.

Mogelijke opbrengst voor flexibiliteit uit marktprijzen

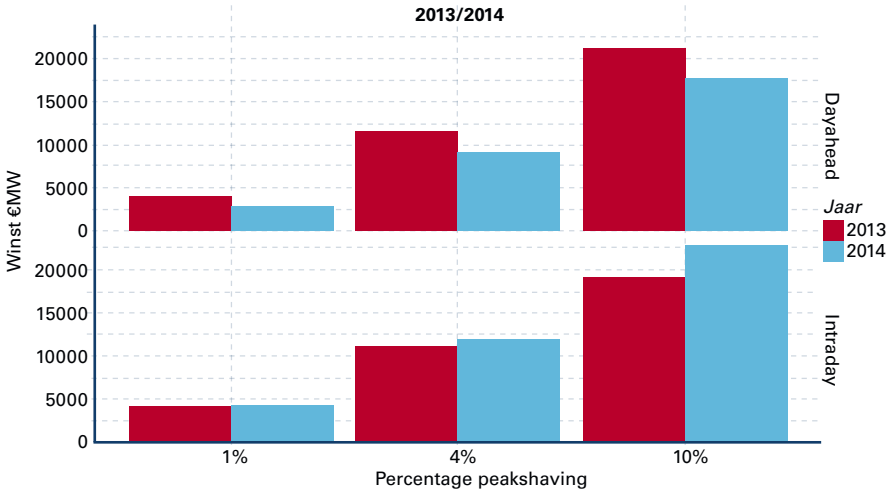
In de vorige paragraaf is een beeld geschetst van de marktprijzen in Nederland en de ontwikkeling daarvan in de afgelopen jaren, de spreiding in lage en hoge prijzen, de volatiliteit van de prijzen en de ontwikkeling daarvan.

Deze prijsfluctuaties vormen het verdienmodel voor flexibiliteitsopties. Flexibiliteitsopties helpen het hele 'systeem' en zorgen ervoor dat de prijzen minder volatiel worden. Als het gaat om slimme inkoop van elektriciteit dan gaat het aan de ene kant door het minder afnemen van elektriciteit in 'dure uren' en aan het meer afnemen van elektriciteit in 'goedkope uren'.

- 'Dure uren' zijn typisch momenten waarop de vraag doorgaans hoog is en het aanbod uit bijvoorbeeld hernieuwbare energie laag; de fossiele centrales draaien dan voor een groot deel, en ook minder efficiënte en oudere centrales zijn in beeld, draaien al of worden opstart.

- 'Goedkope uren' zijn typisch momenten waarop de vraag laag is en het aanbod van hernieuwbare energie hoog. Door de toenemende ontwikkelingen van zon-PV en windenergie zullen de goedkope uren ook momenten omvatten waar de vraag hoog is, maar de productie van wind en zon-PV nóg hoger.

Om een beeld te schetsen van mogelijke besparingen op de kosten van elektriciteit bij het vermijden van dure uren onder historische prijzen, is voor 2013 en 2014 een weergave gemaakt van de mogelijke opbrengsten bij het vermijden van de op de 1%, 4% en 10% duurste uren van dat jaar, wat ook wel 'peakshaving' heet. Dit in figuur B1.9 weergegeven als totale opbrengst (besparingen) op de day-ahead en intraday markt. Hiermee is meegenomen dat de op dat moment vermeden elektriciteitsinkoop weer gecompenseerd wordt door extra inkoop uitgesmeerd over het jaar tegen de jaargemiddelde prijs op de betreffende markt, zodat er evenveel industriële productie resulteert.



Figuur B1.9. Potentiële besparingen op inkoopkosten elektriciteit, in €/MW, bij vermijden van dure uren op day-ahead en intraday markten, onder de prijsniveaus van 2013 en2014.

Bovenstaande figuur laat zien dat er voornamelijk in 2014 op de intraday markt meer winst te behalen viel uit de duurste uren dan op de day-ahead markt. Aan de andere kant is de day-ahead markt veel meer liquide en voorspelbaar, waardoor een winst op die markt wel zekerder is. Day-ahead markt en intraday markt zijn volgtijdelijk en in zekere mate prijs-gecorreleerd, dus voor marktpartijen is het zaak daartussen een eigen afweging te maken: een winst op de ene markt sluit een winst op de andere markt meestal uit omdat je, zoals in alle handel, hetzelfde volume niet twee keer kunt verkopen (we praten hier over vermeden inkoop, wat markttechnisch gelijk staat aan verkoop).

Daarnaast is er overigens nog een derde markt, de balanceringsmarkt, die na de intraday markt komt en veelal weinig gecorreleerd is qua prijs. Het kan dus wel zinnig zijn voor partijen om ook op die markt actief te zijn naast day-ahead of intraday; afhankelijk van hun flexibiliteit (de balanceringsmarkt vraagt om snel en 24/7 reageren).

B1.4 Toekomstige elektriciteitsmarkt: trends; scenario's; flexibiliteitsbehoefte en toekomstige prijzen

Voor de vraag of een Power to Products business case rendabel zal zijn, kan gekeken worden naar historische prijzen, maar hierbij speelt wel het dilemma dat historisch behaalde resultaten geen garantie bieden voor de toekomst. En juist in de energiesector staan veel veranderingen op stapel.

Als een investeringsbeslissing genomen wordt voor een project dat in betrekkelijk korte tijd gerealiseerd kan worden en dan ook in een korte tijd kan worden terugverdiend als de huidige prijzen en volatiliteit zouden aanhouden, dan bieden de huidige of historische prijzen, aangevuld met de huidige forward prijzen op de termijnmarkten, een redelijke zekerheid om de investering mee te onderbouwen.

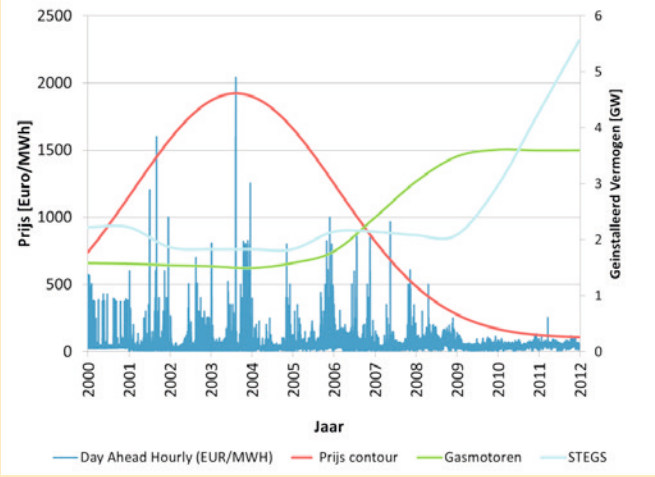
Als een langer investeringstraject ingegaan wordt waarbij een installatie op zijn vroegst over een aantal jaar gereed kan zijn, waarna een wat langere periode nodig is waarbij de installatie wordt terugverdiend, dan volstaat het niet om met de huidige/historische prijzen te werken omdat er momenteel zoveel dynamiek in de elektriciteitssector te zien is, dat de prijzen er over een aantal jaren heel anders uit kunnen zien.

APX prijzen en investeringsgolf

Dat resultaten uit het verleden geen garantie bieden wordt geïllustreerd worden door te kijken naar het verloop van de APX day ahead prijzen tussen 2000 en 2012 en de ontwikkelingen van productiecapaciteit, die een gevolg was van de reactie op de prijzen. Dit is weergegeven in figuur B1.10.

In de periode 2000-2007 ziet men incidenteel zeer hoge prijzen (>200 €/MWh). Deze prijzen waren het gevolg van een gebrek aan productie-/importcapaciteit in verhouding tot de vraag ('schaarstebeprijzing'). Deze hoge prijzen hebben in de conventionele elektriciteitsproductiesector maar ook in de glastuinbouw geleid tot een groot aantal investeringen, een wenselijk en juiste reactie.

De tuinders bouwden kleinere centrales met een kort bouwtijd (ca. 1 jaar) die ook nog eens redelijk flexibel zijn: WKK-gasmotoren. Deze kwamen grotendeels online in 2006-2008. De prijzen werden meteen al minder hoog. Toen vanaf 2009 ook de grotere STEG-centrales online kwamen (efficiënte maar complexe gascentrales met een lange bouwtijd van ca. 5 jaar) waren de extremen prijzen niet meer aan de orde. Een groot deel van het verdienpotentieel dat er was in de jaren dat de investeringsbeslissing werd genomen, was er anno 2009 al niet meer. In 2013/14 is zelfs besloten om een aantal nieuwe STEGs weer voor langere tijd in de mottenballen te zetten, die wachten tot betere tijden. Vanaf 2014 komt er veel kolenvermogen bij, waardoor de overcapaciteit (in Nederlandse context) voorlopig nog niet voorbij is.



Figuur B1.10. APX prijzen en resultante investeringsgolf fossiele centrales.Bron: analyse CE Delft, 2014.

De les hiervan is dat, als men een investering wil doen die op de langere termijn moet renderen, dat men dan gebruik dient te maken van meerdere toekomstscenario's en dat men de rentabiliteit in meerdere toekomstscenario's moet onderzoeken. Voor de prijzen maakt men dan bijvoorbeeld gebruik van prijsinformatie uit bijvoorbeeld modelberekeningen waarin getracht is de dynamiek én het gedrag van concurrenten te verdisconteren. Dat is uiteraard wel onzeker.

Het vervolg van deze bijlage gaat grotendeels over een aantal prijs- energiescenario's en behoefte aan flexibiliteit in toekomstig energiesysteem, waarbij we het jaar 2023 hebben aangehouden. We behandelen achtereenvolgens:

- Trends in de elektriciteitsmarkt : veranderingen in het energiesysteem tussen nu en 2023
- Opstellen van energiescenario's die de trends weergeven, dus het maken van nieuwe scenario's, maar ook het vergelijken van bestaande scenario's
- Gevolgen hiervan voor de prijsvorming op de belangrijkste stroommarkten ('flex markten')

Vervolgens kan op grond van de scenario's ook de flexibiliteitsbehoeften op verschillende tijdschalen worden gekwantificeerd, dat is het onderwerp van de volgende paragraaf.

Trends in de elektriciteitsmarkt

We zien een aantal mogelijke en waarschijnlijke ontwikkelingen in het energiesysteem op de korte- en middellange termijn, waarvan het effect er zeker is als de ontwikkeling doorzet, maar óf de ontwikkeling inderdaad doorzet in de mate waarin dat verwacht kan worden, is wel onzeker. Om dit gestructureerd te onderzoeken zijn een aantal energiescenario's ontwikkeld. Hierbij kijken we naar een aantal belangrijke trends in de vraag en aanbod kant van elektriciteit en of deze robuust of onzeker zijn.

Van robuuste ontwikkelingen zijn richting en omvang bekend. Andere ontwikkelingen zijn onkenbaar of vooralsnog onbekend. De robuuste ontwikkelingen kunnen als gegeven worden beschouwd in alle scenario's, maar de onbekende ontwikkelingen moeten juist worden gevarieerd in de energiescenario's.

Relevante trends staan hieronder:

Investeringen in hernieuwbare energie (zon-PV en wind)

Investeringen in bepaalde soorten hernieuwbare energie (bv zon-PV) kunnen heel snel gaan doordat de investeringen een uiterst korte "lead time" kennen, de actoren die daartoe besluiten ook andere dan puur financiële rendementen meenemen in de besluitvorming. Wind op land en op zee kunnen grote ontwikkeling doormaken – of minder, dat hangt erg van de beschikbare middelen, additioneel beleid, kostenreducties en juridische procedures af.

Ontwikkeling in productiepark: uitfasering WKK en kolencentrales, (tijdelijk) in de mottenballen zetten van gascentrales

Ook mede door het Energieakkoord zal er in de komende jaren een aantal zaken veranderen in het conventionele productiepark. De oude kolencentrales zullen worden uitgefaseerd, zoals is afgesproken in het Energieakkoord. Must-run WKK installaties zullen onder invloed van een slechte sparkspread vermoedelijk hetzij uit productie worden genomen, hetzij juist door investeringen flexibeler worden gemaakt. Figuur 4.1 (Bron: Berenschot) geeft een mogelijke inrichting van het productiepark tegen 2023. Centraal gasvermogen wordt afgebouwd, maar voornamelijk komt er heel veel hernieuwbaar bij:9,5 GW wind en 6 GW zon.

Figuur B1.11. Veranderingen in productiepark in Nederland tussen 2013 en 2023.

Nieuwe vraag: elektrische auto's en warmtepompen, power to heat

Uit de techniekhoek (deels ook door overheidsbeleid gedreven) ontstaan nieuwe technologische ontwikkelingen die ook de vraagkant van energie beïnvloeden: bijvoorbeeld elektrische voertuigen en warmtepompen. Het is zeker denkbaar dat op een van deze terreinen een grote doorbraak plaatsvindt, bijvoorbeeld een doorbraak in de kostprijs van accutechnologie.

Bij de eindgebruiker die beslist over de aanschaf spelen hier ook andere dan puur financiële motieven. De elektrische auto kan om een aantal andere reden ook populair worden (zie o.a. CE Delft 2015 Synergie tussen elektrisch rijden en zon-PV).

In de industrie en bij andere partijen (zoals de glastuinbouw) kan geïnvesteerd worden in Power to Heat of andere flexibele vraagtechnieken, zoals stoomrecompressie in de industrie.

Naast nieuwe vraag is ook het autonome tempo van de groei van de elektriciteitsvraag van belang. De laatste jaren hebben we een daling / stagnatie van de elektriciteitsvraag gezien onder invloed van economische omstandigheden. Het is niet duidelijk of dit in de toekomst zal blijven, als de economie zou aantrekken.

Interconnectie en marktkoppeling, samen met de ontwikkelingen in het buitenland
Interconnectie zal toenemen, TenneT is druk doende te investeren. Hiermee neemt de mate waarin de prijsvorming in omringende landen van invloed is op de prijzen in Nederland alleen maar toe.

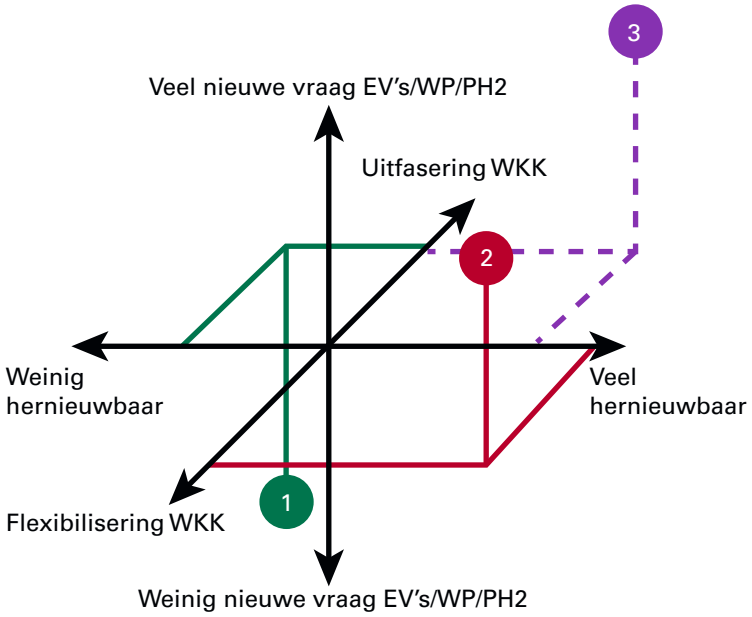
Gezien deze energiesysteemontwikkelingen kunnen elektriciteitsprijzen in 2023 lager worden dan vandaag de dag, maar bij voldoende uitfasering en flexibilisering van centrales kunnen ze ook stabiliseren of herstellen. De volatiliteit van de prijzen kan onder invloed van veel fluctuaties hernieuwbaar groot worden, of het kan gedeeltelijk worden getemperd door flexopties, meer interconnectie en slim geladen elektrische auto's.

Brandstof-CO_2-prijzen
Naast trends zijn brandstof- en CO_2-prijzen ook erg belangrijk. Ook hiervoor moet dus met scenario's worden gewerkt.

Energiescenario's en prijssimulaties

De bovenstaande trends in acht nemend is het relevant om energiescenario's te beschouwen waar op drie 'dimensies' wordt gevarieerd:

- De snelheid van de ontwikkeling van de capaciteit van wind en zon-PV
- De snelheid van nieuwe vraagcategorieën zoals elektrische auto's, warmtepompen, Power to Heat
- De toekomst van industriële WKK: sluiting of flexibel



Figuur B1.12: De gevoeligheidsanalyse van de scenario's

Hiermee zijn in totaal drie scenario's gemaakt, die in de 3D-figuur zijn geïllustreerd en in de onderstaande tabel zijn weergegeven.

Scenario 1: beperkte groei

Aan de ambities van het SER energie-akkoord is niet voldaan: slechts 4 GW wind is gerealiseerd. WKK wordt uitgefaseerd. Adoptie van elektrische voertuigen is niet volgens de ambities.

Scenario 2: groen en flex

In dit scenario wordt voldaan aan de afspraken van het SER energie-akkoord, en ook de verwachte groei van het elektrisch vervoer gaat volgens deze afspraken. Onrendabele WKK (op grond van WKK studie CE Delft & DNV-GL voor EZ) in de industrie is flexibeler gemaakt om compatible te zijn met de soms grote invoeding van zon-/wind. Ook is er een elektrische warmtevraag van 4 GW in de winter en 2.5 GW in de zomer, niet alleen in de industrie maar bij diverse groepen gebruikers.

Scenario 3: groen en uitfasering WKK

Dit scenario is soortgelijk aan 'Green and flex', maar nu inclusief het effect van de sluiting van ca 3 GW industriële WKK.

	WIND, LAND	WIND, ZEE	ZON-PV	EV'S	POWER2HEAT	WKK INDUSTRIE
Scenario 1	3	1	2	100.000	0	Uitgefaseerd
Scenario 2	6	5	7	400.000	4/2,5	Maximaal flexibel
Scenario 3	6	4	6	400.000	4/2,5	Uitgefaseerd

Tabel B1.1: Overzicht kenmerken scenario's

Ook is het van belang om te kijken naar brandstofprijzen (gas en kolen) en CO_2. De gehanteerde waarden voor de brandstof- en CO_2 prijzen zijn:

NIVEAU	GASPRIJS (€/MWH)[A]	KOLENPRIJS (€/TON)	CO_2 PRIJS (€/TON)
Hoog	€30	€90	€15
Laag	€15	€62,13 (niveau 2013)	€5
Midden	€25	€75	

Tabel B1.2: Gehanteerde brandstofprijzen

Kanttekening hierbij is dat de prijs van € 15 voor een ton CO_2 op dit moment hoog lijkt. Als deze prijs daadwerkelijk omhoog gaat zoals verschillende prognoses laten zien verandert het energiespeelveld ingrijpend. Deze mogelijkheid is niet meegenomen.

A. *De TTF day ahead spot gasprijs bedraagt medio 2015 circa 20€/MWh. Dit is duidelijk lager dan het gemiddelde van 2013 (circa 27€/MWh). Net als de olieprijs is de gasprijs dus sterk gedaald in 2014.*

Prijssimulaties van elektriciteitsmarkten

Prijsvorming op de day-ahead markt is te simuleren voor verschillende energiescenario's met behulp van een simulatiemodel dat de inzet van centrales nabootst op grond van gesimuleerde vraag- en aanboddynamiek. Het eenvoudigst is het zogenaamde merit order model waarbij groepen technieken (kolen, gas, WKK, etc.) worden gesimuleerd. Verfijnder zijn dispatch of unit commitment modellen waarbij individuele elektriciteitscentrales worden gesimuleerd[5].

De berekeningen kunnen worden gemaakt voor een enkel land, regio, of voor een stelsel aan gekoppelde markten, waarbij de prijsvorming voor alle landen wordt berekend en vervolgens geoptimaliseerd door de interconnectiecapaciteit optimaal te bereken.

Met een stroomprijsmodel kunnen ook de rendementen van individuele flexopties in beeld gebracht worden, op grond van de prijsreeksen of een flexoptie wordt ingeschakeld of niet. Dit kan ook weer meegenomen worden zodat de prijsvorming verschuift (door de flexibele vraag kan de vraag en dus de prijs ook weer iets hoger worden).

Zoals we hebben gezien in paragraaf B1.2 is prijsvorming op de APX day ahead markt het belangrijkst. Aan de intraday en onbalansmarkt doen alleen de partijen mee die nog ‘regelruimte’ over hebben, d.w.z. er kan nog meer of minder of worden geproduceerd of afgenomen dan waartoe de partijen al gecommitteerd zijn. Deze zijn voor pure flexibiliteitsleveranciers dus ook zeer relevant. Maar door de combinatie van kleinere volumes, grotere prijsfluctuaties en een beperkter aantal ‘spelers’ op deze markten zijn van de prijsvorming op deze markten nog geen goede simulatiemodellen. Voor deze markten hebben we dus geen energiescenario’s gekwantificeerd, maar we kunnen wel een uitspraak doen over de te verwachte volumes.

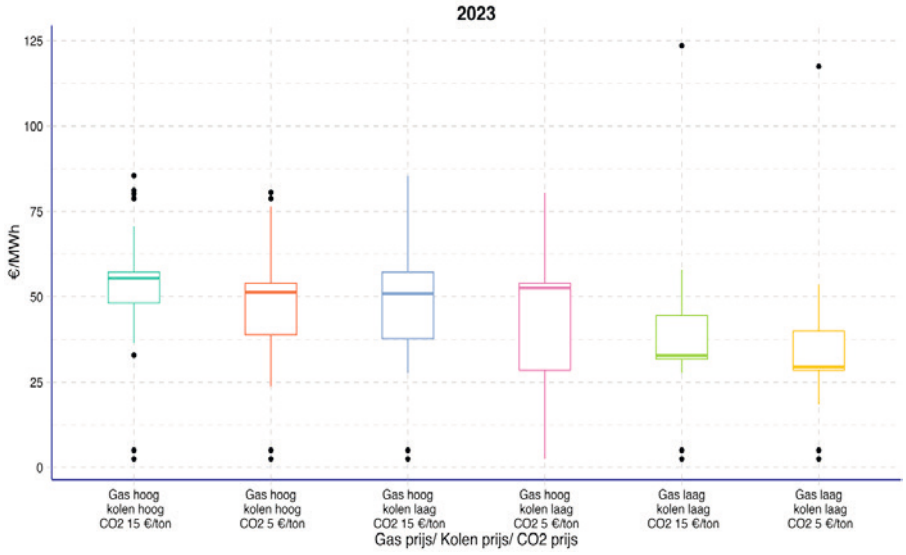
In het vervolg van dit hoofdstuk worden resultaten van de prijssimulaties op de APX markten beschreven. Eerst zijn de resultaten gesimuleerd met de merit order module van het Energietransitiemodel (ETM), daarna met het CEFLEX model. We eindigen met een aantal vergelijkingen met andere gepubliceerde prijsreeksen en bronnen.

Simulaties EnergieTransitieModel

In de berekeningen met het Energietransitiemodel is om een beeld te schetsen van de mate waarin vraagflexibiliteit in de toekomst interessant wordt voor de industrie een aantal prijsscenario’s doorgerekend.

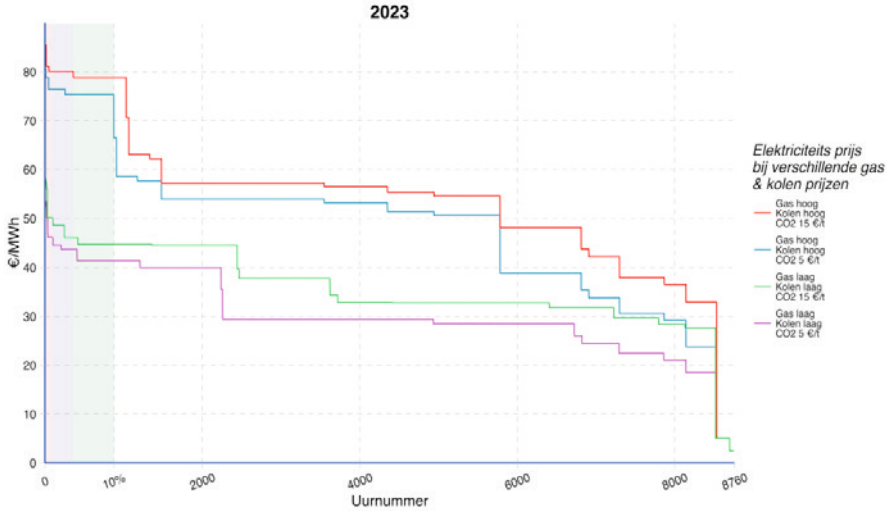
5 *Bij dergelijke modellen kunnen meer of minder dynamische beperkingen en karakteristieken van de centrales in worden gesimuleerd. Het beste is van alle centrales hun eigen efficiency-curve en aspecten zoals must-run warmtelevering, minimale en maximale belasting, minimale downtime, start/stopkosten etc. mee te nemen.*

In deze scenario's zijn de veranderingen ten aanzien van het fossiel productiepark meegenomen en hernieuwbaar zoals weergegeven in figuur B1.11. De commodityprijzen van gas, kolen en CO_2 zijn van grote invloed op de elektriciteitsprijs, deze zijn gevarieerd om het invloed hiervan te laten zien. Figuur B1.12 laat zien wat de gemiddelde elektriciteitsprijzen en volatiliteit zijn bij verschillende aannames van commodityprijzen in 2023.



Figuur B1.13. Gemiddelde elektriciteitsprijzen en volatiliteit bij verschillende commodityprijzen (2023).

In deze simulaties varieert de gemiddelde stroomprijs tussen de 30 €/MWh (lage prijzen voor alle commodity's) en de 58 €/MWh (hoge prijzen voor alle commodity's). Verder volgt dat de gasprijs van grote invloed is omdat gas in het merendeel van de uren de prijsbepalende techniek is. De volatiliteit is het grootst bij een combinatie van hoge gasprijs en lage kolen- en CO_2 prijzen. De berekende prijzen staan ook in de jaarduurkrommen in Figuur 4.14. Dit laat zien dat voornamelijk bij een hoge gasprijs de 10% duurste uren een stuk hoger liggen dan de overige uren. Dit is voor een lage gasprijs voornamelijk te zien bij de 4% duurste uren, maar in veel mindere mate.



Figuur B1.14. Spreiding van elektriciteitsprijzen bij verschillende commodityprijzen (2023).

De hiervoorstaande figuren tonen aan dat de mate waarin (vraag-)flexibiliteit voor de industrie interessant wordt, voor een deel afhankelijk is van de aannames die men doet voor commodityprijzen. Deze zijn van directe invloed op de elektriciteitsprijzen, maar kunnen moeilijk worden voorspeld. Dit zal ook blijken bij de simulaties van elektriciteitsprijzen onder verschillende energiescenario's.

Simulaties CEFLEX

Hiernavolgend laten we de prijsontwikkeling zien zoals gesimuleerd met CEFLEX voor de drie energiescenario's. Voor een beschrijving van dit model, zie het tekstkader.

CEFLEX

CEFLEX is een simulatiemodel van de centrale elektriciteitsproductie in Nederland en Duitsland dat de uurlijkse spotmarktprijs voor elektriciteit berekent uit de gesimuleerde inzet van individuele elektriciteitscentrales. Het doel van het model is de effecten van energie-systeemscenario's op de fossiele opwek, opwekkingsmix en de stroomprijs in beeld te brengen: wat gebeurt er als er nieuwe gascentrales bij komen, of kolencentrales sluiten, of de industrie met power to heat grootschalig gaat inzetten.

CEFLEX simuleert de inzet van individuele elektriciteitscentrales op uurlijkse basis, gegeven een bepaalde totale vraag. Het model optimaliseert voor ieder vraagniveau wat de goedkoopste inzet is van centrales, waarbij naar de korte termijn marginale productiekosten gekeken wordt. De stroomprijs volgt dan uit het snijpunt van vraag en aanbod. CEFLEX bevat momenteel Nederland en Duitsland als aparte markten, met de interconnectie daartussen (instelbaar als scenario-parameter). Bij grote interconnectie laat het model relatief vaak prijsconvergentie zien.

Aanbod

Het model bevat data over 175 centrales in Nederland en van 403 eenheden in Duitsland, waarbij het precieze aantal afhangt van het gekozen simulatiejaar en scenariokeuzes zoals het al dan niet uitfaseren van de oudere kolencentrales. In het model worden in de beslissing van eenheden om al dan niet te draaien technische beperkingen meegenomen zoals min/max-load en hun efficiency bij verschillende output-levels (heat rate curves). De productie van wind en zon wordt in het model gesimuleerd op basis van opwekkingsprofielen op basis van KNMI data. De productie van wind en zon zit in het model altijd 'in de merit order'. Het model neemt voor toekomstige prijsvorming (het zichtjaar is instelbaar, bijvoorbeeld 2023) de verwachte uitfaseringen (o.a. oude kolencentrales in Nederland, nucleair in Duitsland) en nieuwbouwplannen mee.

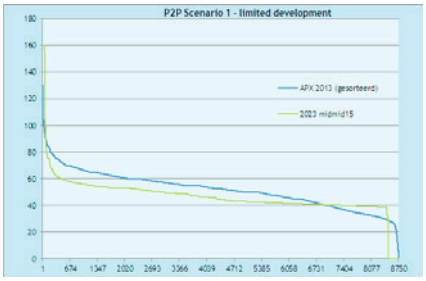
Vraag

De modellering van de elektriciteitsvraag is gebaseerd op de historische vraag (TenneT data) en groeiscenario's, maar omvat ook een aantal nieuwe vraagcategorieën die in scenario's gevarieerd kunnen worden, zoals elektrische auto's en Power to Heat in de industrie.
De prijsvorming van CEFLEX is gevalideerd aan APX 2011-2013. Het model is eerder ingezet in de studies 'Meer PV = Meer EV? (2015), Potential for Power to Heat in Netherlands (2015)

De resultaten behandelen we eerst voor de gemiddelde prijsverwachting, en dan brengen we daarna de gevoeligheden in beeld voor andere kolen/gas prijsscenario's en –verhoudingen alsmede andere CO_2-prijzen. Als eerste behandelen we de prijsduur krommen, daarna gaan we in op het optreden van extremen van prijzen en de verdeling hiervan over het jaar.

Scenario 1 'beperkte groei'

In dit scenario liggen de prijzen gemiddeld lager dan de APX in 2013. De 'superpiek' heeft een nog hogere uitschieter en de mid merit heeft een veel kleiner aandeel ten opzichte van de APX in 2013, wat ten gunste komt aan de basislast. De staart van de merit order, het 'superdal' (nul-/negatieve prijzen) wordt door het model op 'nul' gesteld. Deze staart heeft een andere structuur dan de APX in 2013 en loopt minder vloeiend af.



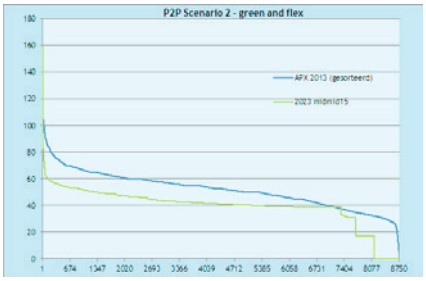
Scenario 1.

Het relatief beperkte aantal nulprijzen komt door de beperkte hernieuwbare energie capaciteit die in dit scenario wordt verondersteld. De hoekigheid komt door de modellering van de goedkoopste marginale centrales, dat zijn nu echt alleen de kolencentrales en niet meer de onrendabele WKK's die in dit scenario zijn uitgefaseerd.

Ten opzichte van de andere twee scenario's heeft dit scenario de minste hernieuwbare energie, is er geen Power to Heat en zijn WKK's inflexibel (nog altijd deels must-run); wel zijn oude WKK's uitgefaseerd en niet vervangen. Er is een relatief beperkt aantal elektrische auto's (100.000).

Scenario 2 'groen en flex'

In dit scenario liggen de prijzen lager dan de APX in 2013 met uitzondering van een aantal piekprijzen. Het superdal is een stuk groter, met een groot aantal nulprijzen en een hoekigheid van de curve in het dalgebied.



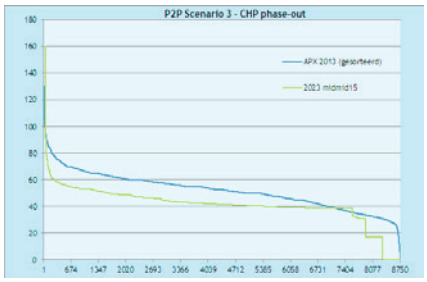
Scenario 2.

Voor het jaar 2013 was de CO_2-prijs ca. 7 €/tCO_2, voor het jaar 2023 is deze twee keer zo hoog (15 €/tCO_2), bij de oude CO_2-prijs zou de curve in dit scenario nog lager uitvallen.

Het autonome effect van het flexibelere WKK-park is dat gemiddeld gezien de prijzen hoger liggen doordat op alle niveaus (pieken, mid merit en base load) WKK's eerder afschakelen en zo de prijs niet (vroegtijdig) doen eroderen. Doordat zogenaamde 'partial spark spread WKK's' in dit scenario volledig flexibeler zijn geworden (spark spread gedreven) zullen ze bij lage prijzen niet meer produceren (immers geen must-run meer). Maar als de prijzen goed zijn, dan draaien ze wel mee, waardoor er meer productiecapaciteit is dat er tegen relatief lage kosten in kan komen.

In dit scenario draait Power to Heat mee: 4 GW in de winter en 2,5 GW in de zomer. Deze capaciteit is onvoldoende om de nulprijzen weg te nemen. Zonder Power to Heat zou het superdal nog breder zijn.

EV zorgt voor een iets hogere vraag, bij een gelijk aanbod, waardoor de prijzen gemiddelde wat hoger zijn dan zonder EV, maar het effect is nog niet heel groot.



Scenario 3.

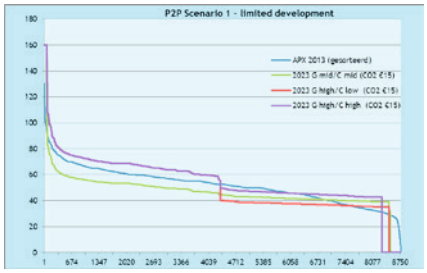
Scenario 3 'groen en WKK uitfaseren'.

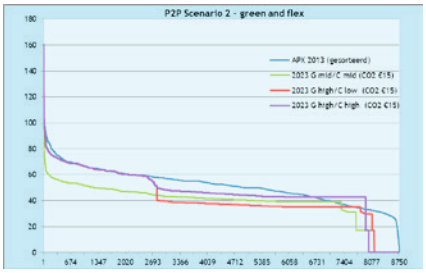
De uitfasering van onrendabele WKK zorgt voor een gereduceerd aanbod van vermogen, wat samen met de extra vraag naar vermogen door elektrische auto's zorgt voor een iets bredere superpiek dan in scenario 2. Het model voorspelt prijzen tot 160 euro, wat het maximum is in de modelcontext. In de simulatie is de conventionele opwekking op een aantal uren van het jaar onvoldoende is voor de totale vraag. In dit scenario komen er meer van dergelijk uren voor. Uitfasering van WKK's zorgt voor een smaller superdal (feitelijk schuift de hele curve iets naar rechts, waardoor prijzen hoger liggen).

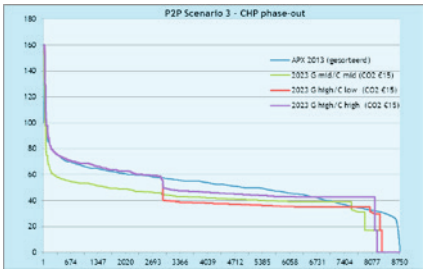
Gevoeligheid voor gas- en kolenprijzen, bij CO_2 prijs 15 €/ton

Gas-, kolen- en CO_2 prijzen hebben een sterke invloed op hoe de prijsduurkromme er in de verschillende energiescenario's uitziet omdat de marginale productiekosten van verschillende centrales op verschillende manieren worden geraakt. Dat zagen we ook al in de analyses van de merit order.

Daarom zijn ook met CEFLEX een aantal doorrekeningen gedaan voor andere kolen- en gasprijzen. De CO_2 prijs hebben we op 15 €/ton gehouden. Onderstaande figuren tonen de resultaten. Te zien is dat bij alle cases anders dan het mid/mid een duidelijke stap plaatsvindt, waarbij visueel duidelijk wordt welk deel van de prijs-duurkromme door gas- en welk deel door kolencentrales wordt gevormd.







Gevoeligheid voor gas- en kolenprijzen

Gemiddelde prijs tijdens duurste en goedkope uren

De onderstaande tabel toont de gemiddelde prijs in de duurste en de goedkoopste uren in deze berekeningen.

	UREN PER JAAR	APX 2013	P2P SCENARIO 1: LIMITED DEVELOPMENT			P2P SCENARIO 2: GREEN AND FLEX			P2P SCENARIO 3: CHP PHASE-OUT		
			Mid/ mid	High/ low	High/ high	Mid/ mid	High/ low	High/ high	Mid/ mid	High/ low	High/ high
Gemiddelde prijs	8760	52	47	52	55	40	43	47	42	45	50
Duurste uren	88	99	137	149	149	79	100	100	117	133	133
	350	85	86	105	105	63	82	82	76	95	95
	500	82	79	97	97	61	79	79	71	88	88
	876	76	70	88	88	58	75	75	64	81	81
Goedkoopste uren	88	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	350	25	10	6	0	0	0	0	0	0	0
	500	27	19	15	3	0	0	0	2	2	0
	876	29	28	24	20	5	8	4	9	15	14
	1000	30	29	25	23	6	11	8	12	18	17
	1500	32	33	29	30	15	19	20	20	23	26
	2000	34	35	31	34	21	23	26	25	26	30

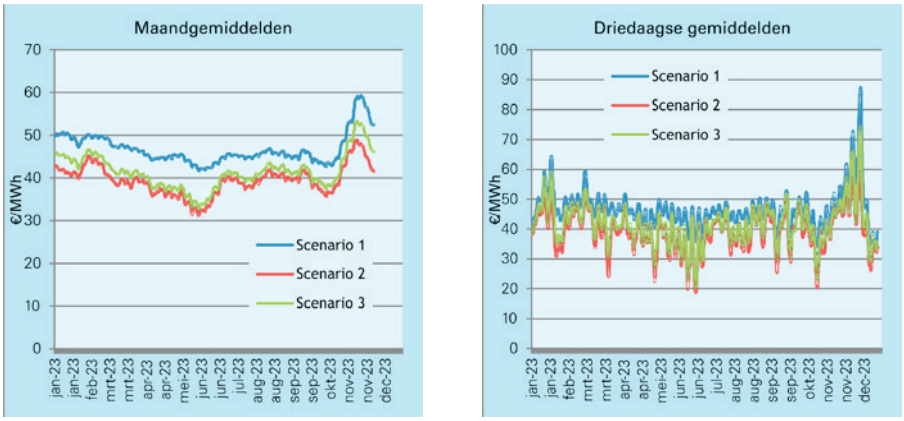
Tabel B1.3: Gemiddelde prijs in de duurste en de goedkoopste uren

Verdeling van lage en hoge prijzen over het jaar

Met de resultaten van de simulaties zijn diverse statistische analyses te doen. Een relevante vraag is bijvoorbeeld hoe de verdeling van perioden met lagere en hogere elektraprijzen over het jaar is. Wanneer zijn deze er, zijn ze kort, lang, in welke perioden komen ze voor? Dit is te aanschouwen via door van de prijsreeksen een zogenaamd lopend gemiddelde te maken, waarbij het aantal uren waarover wordt gemiddeld kan verschillen.

De onderstaande grafiek laat links het lopende gemiddelde over een volle maand zien, dit geeft een idee van de variatie over de seizoenen. Te zien is dat de hoge prijzen vooral in de winter voorkomen (in alle scenario's) en de maandgemiddeld laagste prijzen in de zomer, wederom in alle scenario's, maar duidelijker in scenario 2 en 3.

Middeling over 96 uren (3 dagen) is relevant om te bekijken in verband met de typische weerperiodes die windrijk of windarm zijn (het overtrekken van depressies). Deze staat in de grafiek rechtsonder. Te zien is dat de perioden waarin over drie dagen de prijzen laag zijn zich door het hele jaar voordoen, althans in scenario 2 en 3. In scenario 1 komt het niet voor.



Figuur B1.15. Maandgemiddelden en driedaagse gemiddelden

Middeling over 24 uren geeft ook patronen zoals van de week/weekendvariatie. In de grafiek linksonder is te zien dat in scenario 2 en 3 er dagen zijn waarbij een volle dag de prijs onder de 30 euro is. Middeling over 8 uren laat bijvoorbeeld de zon-PV invloeden zien. In de grafiek rechtsonder zien we nu voor het eerst perioden van 8 uren met in die periode gemiddeld een prijs van 0, vooral in de zomer.

Figuur B1.16. Daggemiddelden en achtuurs gemiddelden

Conclusies uit prijsberekeningen en energiescenario's

- Goedkoopste uren: in alle scenariobeelden komen nulprijzen voor, in scenario 2 en 3 (green and flex en CHP phaseout) tot 500 of meer. Daarnaast is er in scenario 2 en 3 tot 1000 uur gemiddeld zeer goedkope stroom (gemiddelde prijs in deze uren <= 15€/MWh). Scenario 1 'limited development' laat echter een beeld zien dat heel gelijkwaardig is aan APX 2013.

- Duurste uren: in alle doorgerekende scenario's zijn de 1% duurste uren duurder dan APX2013, echter in scenario 2 en 3 hebben de 4% duurste uren gemiddeld lagere prijzen dan APX 2013.

- Een analyse van de verdeling over het jaar heen laat zien dat er in de zomermaanden relatief meer nulprijzen voorkomen. Scenario 2 en 3 bevat zelfs langere periodes, tot 24 uur, met nulprijzen.

- Langere periodes met hoge prijzen lijken alleen in de wintermaanden voor te komen.

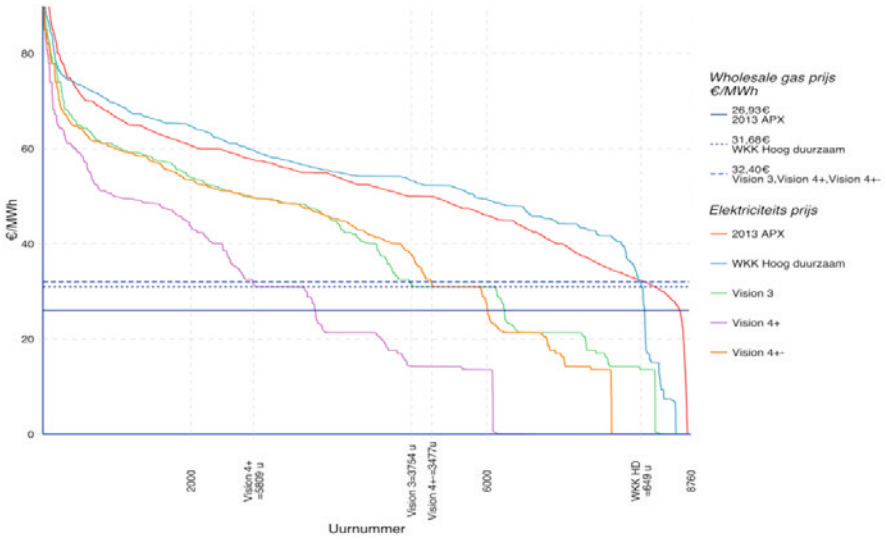
- Het aantal uren met lage prijzen blijkt sterk afhankelijk van het scenario en is dus tamelijk moeilijk structureel te voorspellen.

Simulaties andere studies

Naast berekeningen met CEFLEX laten ook andere studies interessante prijsreeksen voor de toekomst zien.

Plexos

In de studies 'rol van de eindgebruiker in relatie tot systeemintegratie' (Berenschot, CE Delft, Overview, 2015) en de studie 'de rol van opslag in relatie tot systeemintegratie' (DNV GL, Berenschot, 2015) zijn prijsscenario's voor de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt van 2030 opgenomen. Deze zijn hieronder weergegeven.



Figuur B1.17. Prijsscenario's voor de Noordwest-Europese elektriciteitsmarkt 2030.

Deze prijsscenario's zijn gemaakt met het PLEXOS simulatiemodel van de elektriciteitsmarkt van Noordwest-Europa. De Vision scenario's zijn ontleend als het elektriciteitssysteem wordt ingevuld conform de reeds ontwikkelde ENTSO-E toekomstscenario's. ENTSO-E is de Europese koepelorganisatie van netwerkbedrijven, zij publiceren over toekomstige ontwikkelingen in het energiesysteem. .

In het scenario 'Vision 3+' staat er in Nederland 20GW wind en zon opgesteld; in Vision 4+ is dat 30 GW. Als we het groeipad hernieuwbaar van het SER-energieakkoord doortrekken dan komen we in de periode tussen 2023 en 2030 op dit soort hoeveelheden hernieuwbare capaciteit.

Ook is het toekomstscenario 'hoog duurzaam' opgenomen, dit scenario is uit de WKK-studie van CE Delft en DNV GL voor het ministerie van EZ (2014). Ook dit scenario is doorgerekend met PLEXOS, maar met een minder omvangrijk productiepark.

Ook deze berekeningen maken duidelijk dat er in alle scenario's een groot aantal uren is dat de stroomprijzen duidelijk onder de gasprijs liggen (weergegeven door de horizontale lijnen). Op die uren kan dus Power to Heat rendabel zijn. Ook is er, afhankelijk van het scenario, sprake van een vrij groot aantal uren dat de prijs nul is. In deze scenario's van het jaar 2030 is het aantal uren met lage prijzen gemiddeld groter dan in de eerder beschreven scenario's van 2023. Dit is logisch, omdat verwacht wordt dat de hoeveelheid duurzame energie over de jaren verder zal stijgen. Er staan dus in 2030 grotere hoeveelheden duurzame energie die steeds tegen lage variabele prijs op de markt. Dat mechanisme zorgt voor een toenemend aantal uren, met name in situaties met veel wind en zon, dat de prijs laag of zelfs nul is. Daardoor zal door de tijd het potentieel voor flexopties zoals 'power to heat' steeds verder toenemen.
Opgemerkt wordt hierbij, dat deze flexopties als zodanig nog niet in deze projecties zijn meegenomen. Zodra deze zich in de praktijk manifesteren, gaat dit natuurlijk het beeld beïnvloeden en gaan de geschetste bodemprijzen automatisch weer iets omhoog, omdat er op de goedkope uren meer vraag ontstaat. Er ontstaat dan een nieuw evenwicht in de markt, waarbij de flexopties een wat hogere prijs genereren waar de duurzame energiebronnen dan weer van profiteren. Dit is natuurlijk sterk afhankelijk van het gevoerde beleid waardoor de flexopties wel of niet tot ontwikkeling komen.

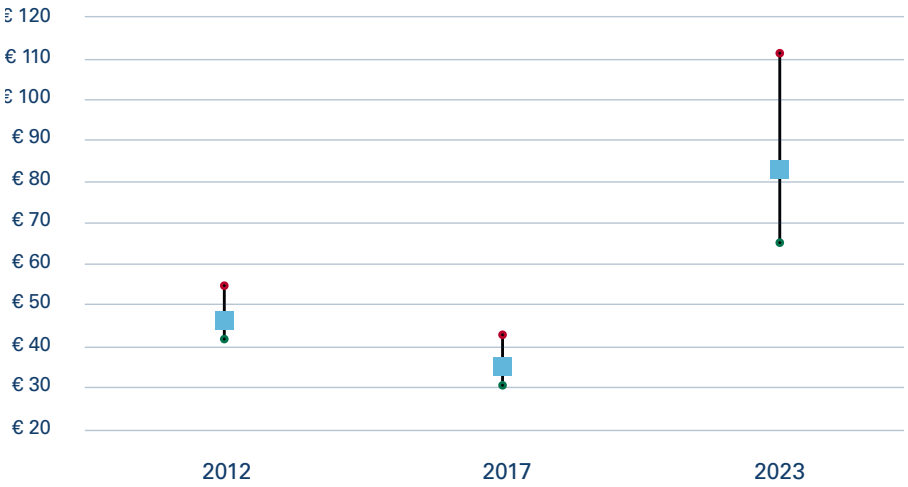
ECN studie Quantifying Flexibility Markets

ECN gebruikte ook een model van de elektriciteitssector dat de prijzen uitrekent, en gebruikte dit in het rapport Quantifiying Flexibility markets. (ECN, 2014) om de business cases voor verschillende vormen van flexibiliteit te illustreren. Hierbij is uitgegaan van een beperktere hoeveelheid conventionele opwekkingscapaciteit wat resulteert in prijzen in 2023 die aan de hoge kant zijn[6]. De onderstaande figuur laat de prijzen zien in 2012, 2017-simulatie en 2023-simulatie. Het beeld voor 2023 wijkt zeer sterk af van de eerder behandelde scenario's met het energietransitiemodel en het CEFLEX model[7].

6 *Doelstelling van het rapport was flexbehoefte in toekomstige markten te kwantificeren en te vertalen naar business cases van flextechnieken, daarom is een 2023 scenario gehanteerd met een grote flexbehoefte en hoge prijzen (persoonlijke mededeling P. Koutstaal, ECN).*

7 *Dit onderstreept dat er verschillen bestaan in modelleringen, en dat modelaannames belangrijk zijn. Een industriebedrijf moet voor een business case dus niet zomaar een enkel scenario of toekomstvoorspelling gebruiken, maar zich in de ontwikkelingen verdiepen en hier zorgvuldig mee omgaan, waarbij verschillende scenario's worden gehanteerd.*

Een discussiepunt is de structurele houdbaarheid van het hoge prijsniveau berekend voor 2023: meer dan 80 Euro/MWh, ruwweg het dubbele van de projecties in alle andere scenario's. Bij dit soort hoge prijzen is het namelijk logisch dat er weer gascentrales 'uit de mottenballen' gehaald worden, waardoor de prijs automatisch zou moeten dalen. Zolang de elektriciteitsbedrijven centrales nog in de mottenballen zetten, is het dus moeilijk voorstelbaar dat structurele tekorten ontstaan die tot zulke hoge prijzen zouden leiden. Dat wordt natuurlijk heel anders als centrales, in plaats van in de mottenballen gezet, helemaal afgebroken zouden worden of anderszins niet meer beschikbaar zouden zijn. Dan kunnen structurele tekorten zich makkelijker voordoen.



Figuur B1.18. Prijsscenario elektriciteit. Bron: Quantifying Flexibility Markets (ECN, 2014)

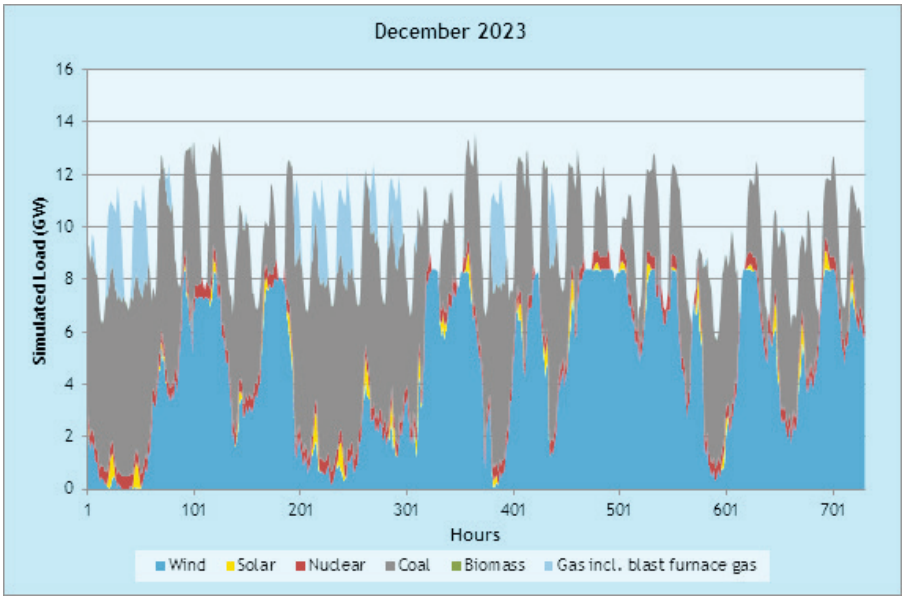
B1.5 Flexibiliteitsbehoeften energiesysteem in energiescenario's

In deze paragraaf werken we de flexibiliteitsbehoefte onder de verschillende energiescenario's kwantitatief uit. Hierbij brengen we de gevoeligheid in beeld voor perioden met veel wind/zon en weinig wind zon.

Ten aanzien van de energiescenario's en dan in het bijzonder de groei van de hernieuwbare opwekking zijn met name nieuwe flexibiliteitsbehoeften op een aantal tijdschalen van bijzonder belang:

- meerdaags/dagelijkse flexibiliteit i.v.m. de typische variaties in de opwekkingskarakteristieken van wind (meerdaagse patronen van veel/weinig wind) en zon (dagelijks),
- bijna real time flexibiliteit i.v.m. voorspelfouten van wind en zon

De bulk van deze flexibiliteit wordt momenteel op een kosten effectieve wijze geleverd door regelbaar centraal productievermogen. Maar in een toekomstig jaar met veel hernieuwbaar (bijvoorbeeld indicatief December 2023 in het scenario 2 'Green and flex') is duidelijk dat er op bepaalde uren zoveel wind is dat fossiele centrales afgeregeld zijn. De flexibiliteit moet dan door andere partijen geleverd worden.



Figuur B1.19 : Gesimuleerd aanbod per energiebron (december 2023).

De systeemflexibiliteitsbehoefte is in beeld gebracht met het CEFLEX model, dit is een model van de energiemarkt van de toekomst. Dit model is gedurende het P2P project verder ontwikkeld. Een beschrijving is in het kader op de volgende pagina opgenomen.

Met het model is het mogelijk om voor ieder uur te kijken wat de flexibiliteit is die aan de fossiele centrales wordt gevraagd. Hierbij zoomen we in op de uren dat de fossiele centrales het moeilijk hebben: er wordt gevraagd meer te produceren in de uren dat ze al bijna maximaal produceren, of er wordt gevraagd meer of minder te produceren als ze al weinig produceren[8]. En hierbij vergelijken we dan een historisch jaar (2013) met het beeld in de energiescenario's.
De resultaten staan in de onderstaande tabel, dit betreft de uurlijkse flexibiliteitsbehoefte.

	HISTORISCH JAAR 2013	P2P SCENARIO 1 LIMITED DEVELOPMENT	P2P SCENARIO 2 GREEN AND FLEX	P2P SCENARIO 3 CHP PHASE-OUT
Systeem flexbehoefte (jaar-piekwaarde MW/uur)				
Afregelen bij weinig vraag	1.066	1.693	2.491	2.490
Opregelen bij weinig vraag	1.525	1.632	3.974	3.735
Opregelen bij veel vraag	1.786	2.374	3.070	2.988
Verschil flexbehoefte tussen 2013 en scenario (MW/uur)				
Afregelen bij weinig vraag		+628	+1.425	+1.424
Opregelen bij weinig vraag		+107	+2.449	+2.210
Opregelen bij veel vraag		+588	+1.284	+1.202
% verschil systeem flexbehoefte				
Afregelen bij weinig vraag		59%	134%	134%
Opregelen bij weinig vraag		7%	161%	145%
Opregelen bij veel vraag		33%	72%	67%

Table B1.4: Uurlijkse flexibiliteitsbehoefte

8 *Deze uren zijn gekarakteriseerd als de 600 uren met een zo laag mogelijke en zo hoog mogelijke residuele vraag.*

In het CEFLEX model is uurlijks de residuele vraag berekend voor de simulatie van het historische jaar 2013 en een van de P2P scenario's. Voor ieder uur verschilt de residuele vraag doordat de systeemvraag of de productie van hernieuwbaar varieert. Het verschil tussen opeenvolgende uren is de behoefte aan ramp (opregelen of afregelen) in een uur. De jaarpiekwaarde hiervan is een karakteristiek voor de meest extreme belasting van regelende centrales en daarmee van het flexvermogen dat benodigd is. Met het model is dus ook in beeld te brengen wat de maximale uurlijkse vraagverandering is bij andere energiescenario's. Deze waarden zijn opgenomen onder "systeem flexbehoefte", en daaronder staan de verschillen tussen 2013-simulatie en de andere 2023 scenario's. Ook de procentuele verandering is geillustreerd. Om de waarden te vertalen naar kwartier-flex (ramp rate), kan ruwweg door 4 worden gedeeld, al zal dat niet geheel kloppen. De jaarpiekwaarden zijn beperkt tot deelgebieden van het systeem: in de 600 uur met de meest geringe alsmede de 600 uur met de grootste residuele vraag (linkerkolom), dit zijn de momenten waarop de flexuitdaging aan fossiele centrales het meest uitdagend is. Deze inschatting is een vrij rechttoe-rechtaan benadering van de flexbehoefte van een toekomstig jaar, en verdient nuancering. Een flexibele vraag vermindert bijvoorbeeld de flexbehoefte aan centrales.

De behoefte aan afregelvermogen bij weinig vraag neemt sterk toe in de energiescenario's 2 en 3. Veel elektrificatieopties in de industrie uit de staalkaart/merit order kunnen deze flexibiliteit bieden door op dat soort momenten aan te gaan. Bijvoorbeeld het inschakelen van een Power to Heat installatie

Het opregelen bij weinig vraag kan juist gebeuren door deze installaties – indien deze in bedrijf zijn - uit te schakelen.

Het opregelen bij veel vraag betreft een andere soort van flexibiliteit, deze optie kan bediend worden door minder elektriciteit af te nemen op dat soort momenten (het vermijden van 'dure uren').

B1.6 Nettarieven[9]

Inleiding

De opbouw van de tarieven voor aansluiting en transport van elektriciteit (en ook die van gas) liggen vast in wetgeving en secundaire regelgeving. In diverse discussies rondom de energietransitie bestaat behoefte aan een introductie in die opbouw, en de achtergronden daarvan. Als deze opbouw en achtergronden bekend zijn bij de deelnemers/initiatiefnemers van verandertrajecten kan een zinvolle bijdrage geleverd worden aan het waarderen van innovatieve initiatieven zoals Power-to-Gas: indien bekend is welke grondslagen veranderd zouden moeten worden kan een maatschappelijke business case worden opgesteld van de waarde van een dergelijk initiatief.

9 *Opgesteld door Arjen Jongepier, DeltaDELTA Netwerkbedrijf*

Deze notitie poogt de relevante wet- en regelgeving 'leesbaar' te maken voor niet-deskundigen en de belangrijkste consequenties hiervan te duiden. Aan deze notie kunnen geen rechten worden ontleend. De originele teksten zijn terug te vinden in de Elektriciteitswet[10] en de Tarievencode Elektriciteit[11].

Opbouw en afbakening tarieven netbeheerders

Gebruikers van het elektriciteitsvoorzieningssysteem betalen 2 (twee) soorten tarieven:

- Gereguleerde aansluit- en transporttarieven
- Niet-gereguleerde leveringstarieven, meetdiensttarieven en mogelijk tarieven voor andere dienstverleningen zoals energieadviesdiensten, energy management, onderhoud aan installaties, financiële diensten zoals risk management en hedging, etc.

Deze notitie ziet alleen op de gereguleerde transporttarieven.

De aansluit- en transporttarieven bestaan voor elke 'afnemer van transportdiensten' (een aangeslotene op het net, of dat nu een producent of consument is, hierna 'netgebruiker' genoemd) uit de volgende de volgende separate items:

- Aansluittarief
- Transporttarief

Op deze twee items wordt verderop dieper in gegaan. Voor beide items geldt dat dit gereguleerde tarieven zijn, waarvoor geldt dat deze:

- kosten-gebaseerd zijn;
- georiënteerd zijn op de specifieke kostenveroorzaker (met enkele specifieke uitzonderingen);
- slechts ten behoeve van de (ongelimiteerde) verplichting tot aansluiting en transport zijn;
- door de overheid (ACM) vastgesteld worden, waarbij een 'redelijk rendement op eigen vermogen' gemaakt mag worden.

Dit houdt in dat de netbeheerders in principe de door hen gemaakte kosten kunnen terugverdienen (en niet meer dan dat) en goede toegang hebben tot de kapitaalmarkten om de bedrijfsfinanciering op peil te houden. De efficiency (het vermijden van onnodige kosten) wordt bewerkstelligd doordat de regionale netbeheerders aan een onderlinge maatstaf worden getoetst, en de landelijke netbeheerder (TenneT) aan een internationale benchmark.

De door de netbeheerder gemaakte kosten worden zoveel mogelijk per netgebruikercategorie gespecificeerd, om mogelijk te maken dat het tarief representatief is voor de door deze netgebruikergroep gemaakte kosten.

10 *http://wetten.overheid.nl/BWBR0009755/geldigheidsdatum_08-09-2015*
11 *https://www.acm.nl/DOWnload/documenten/nma/Tarievencode%20Elektriciteit%2024%20februari%202009.pdf*

Deze financiële regulering draagt er tevens zorg voor dat de netbeheerders geen onnodige kosten zullen maken omdat zij deze kosten niet terug kunnen verdienen, en daar dus verlies op zullen lijden. Bij de netgebruikers kunnen dan ook niet méér dan de door de ACM als 'doelmatig' aangemerkte kosten in rekening worden gebracht. Dit wordt ook wel een 'cost-plus' methodiek genoemd.

Ad 1: opbouw en achtergrond aansluittarief

Het aansluittarief dient ter dekking van de kosten die de netbeheerder maakt, uitsluitend ten behoeve van

- het verbreken van het net van de desbetreffende netbeheerder om een fysieke verbinding van de installatie van een netgebruiker met dat net tot stand te brengen; (oftewel: de kosten van het maken van de aansluiting zelf)
- het installeren van voorzieningen om het net van de desbetreffende netbeheerder te beveiligen en beveiligd te houden; en
- het tot stand brengen en in stand houden van een verbinding tussen de plaats waar het net verbroken is en de voorzieningen om het net te beveiligen. (oftewel: het in stand houden van de aansluiting)

Kosten die deel uitmaken van de transportkosten mogen hiertoe niet worden ingebracht. Deze dienen via de transporttarieven te worden bekostigd.

In de praktijk komt het er daarom op neer dat elke netgebruiker de directe kosten van (de aanpassing van) zijn aansluiting zelf betaalt. Dat geldt voor zowel producenten als consumenten. Er vindt geen verschuiving van kosten plaats, en geen bevoordeling van bepaalde (categorieën) netgebruikers.

Ad 2: opbouw en achtergrond transporttarief

Het transporttarief dient ter dekking van de kosten die de netbeheerders maken, o.a. ten behoeve van:

- het transporteren van elektriciteit van producenten naar verbruikers door het in stand houden en uitbreiden het net;
- het oplossen van transportbeperkingen;
- het compenseren van bij het transport optredende verliezen;
- het in stand houden van de spannings- en blindvermogenshuishouding; en
- het oplossen van storingen;
- regel- en reservevermogen;
- het berichtenverkeer;
- administratieve en internationale verplichten.

Dit zijn kosten die gemaakt worden voor alle netgebruikers gezamenlijk. Deze kosten kunnen slechts met zeer grote moeite en inspanningen, onder zeer fundamentele grove aannames en uitgangspunten en met zeer complexe calculaties worden toegewezen aan individuele transacties. Om deze complexiteit te vermijden is gekozen voor een benadering op basis van aansluitcapaciteit: hoe groter de aansluitcapaciteit, hoe groter het gebruik van het net, en hoe hoger daarom het tarief mag zijn. De tarieven worden vastgesteld door de kosten per netgebruikercategorie samen te nemen en hoofdelijk om te slaan. Dit wordt ook wel socialiseren genoemd: zelfs als marginale kosten (vooral netverzwaringen als gevolg van bijvoorbeeld uitbreiding van een windpark of industrie) rechtsreeks aan een enkele netgebruiker lijken te kunnen worden toegewezen dan worden die kosten toch uitgesmeerd over alle netgebruikers. Dit is ingesteld omdat alle netgebruikers uiteindelijk op de een of andere wijze gebruik maken van die netverzwaringen. Het net is namelijk juist het systeem waarin alle netgebruikers met elkaar verbonden zijn.

In principe draagt elke netgebruiker zijn faire aandeel in de kosten, met twee belangrijke, door de overheid ingestelde uitzonderingen:

- producenten (grote en kleine) hoeven geen transporttarief (wel hun aansluittarief!!) te betalen, om geen concurrentie-achterstand te krijgen ten opzichte van buitenlandse producenten die geen transporttarief hoeven te betalen;

- verbruikers met een bedrijfstijd van ten minste 65% en een verbruik op jaarbasis van ten minste 50 GWh krijgen een volumecorrectie van ten hoogste 90% op de tariefdragers van het transporttarief, om geen concurrentie-achterstand te krijgen ten opzichte van buitenlandse producenten die geen transporttarief hoeven te betalen.

Voor de kostentoerekening aan netgebruikers worden de kosten van een net op een hoger spanningsniveau toegerekend aan een net op een lager spanningsniveau naar rato van het aandeel van laatstgenoemd net in de totale afname van energie en/of vermogen van het eerstgenoemde net (het cascade-beginsel). De gedachte hierachter is dat netgebruikers op lagere netten, ondanks dat hun transacties plaatsvinden binnen een klein deelnet, toch gebruik maken van de functionaliteit van de hogere netten. De betrouwbaarheid, robuustheid, frequentie-stabiliteit en spanningskwaliteit wordt voor het overgrote deel geleverd door de sterke verbondenheid met het grote West-Europese elektriciteitsvoorzieningssysteem, waarvan de ruggengraat juist door de hoogspanningsnetten en grote centrales wordt gevormd. M.a.w.: de hoogspanningsnetten kunnen uitstekend functioneren zonder de middenspannings- en laagspanningsnetten, terwijl dat andersom niet het geval is. Het is daarom fair om deze cascadering te respecteren en in stand te houden.

De voornaamste tariefdrager is de aansluitcapaciteit (kW). Deze wordt namelijk gezien als de meest zuivere maat voor de gebruikmaking van het net: de kosten van de netbeheerders worden voornamelijk gedreven door de maximale capaciteit op enig moment die een netgebruiker gebruikt. De hoeveelheid energie (kWh) heeft daar vrijwel geen invloed op.

De transporttarieven zijn plaats- en tijdonafhankelijk. De enige uitzondering hierop is de 600-uursregeling, waarbij een verbruiker met een beperkte bedrijfstijd (in de praktijk: producenten of industrieën die het grootste deel van het jaar produceren en maximaal 600 uur per jaar consumeren) een aangepast tarief in rekening wordt gebracht.

Belangrijkste consequenties van de tariefregulering

- De aansluittarieven dekken de kosten die rechtstreeks worden veroorzaakt door (het aanpassen van) een aansluiting op het net. Deze kosten kunnen worden toegewezen aan individuele netgebruikers.

- De aansluittarieven gelden voor alle netgebruikers, ongeacht of dit producenten of consumenten zijn.

- Omdat het praktisch onmogelijk is om de transportkosten per transactie vast te stellen worden de transportkosten (alle kosten t.b.v. transport en marktfacilitering) bij elkaar genomen en d.m.v. het cascaderingsstelsel verdeeld. Dit wordt ook wel socialiseren genoemd.

- Cascadering heeft tot doel om de kosten van hogere netten door te berekenen aan netgebruikers op lagere netten. Dit is gerechtvaardigd omdat netgebruikers op lagere netten wel gebruik maken van de sterkte en markttoegangsmogelijkheden van de hogere netten, terwijl dit andersom vrijwel niet het geval is.

- In principe betalen alle netgebruikers op basis van het voorgaande hun fair share van de aansluit- en transportkosten. Gebaseerd op het uitgangspunt dat redelijk nauwkeurig bekend is wat het gedrag is van netgebruikers kunnen deze kosten toegerekend worden naar (categorieën) netgebruikers. Hiermee wordt invulling gegeven aan het kostenveroorzakingsprincipe. Er vindt geen kruissubsidiering plaats. Enkele uitzonderingen daarop zijn ingesteld door de wetgever: producenten en grote verbruikers betalen minder of geen transporttarieven (wel aansluittarieven).

Bijlage 2: Technieken

B2.1 Staalkaart

Inleiding

Het huidige EU-beleid streeft naar een aandeel van 20% hernieuwbare energie en voor Nederland 14% in 2020. Qua elektriciteit (zie het hoofdstuk 4 daarover) wordt dit in Nederland voor een belangrijk deel ingevuld door windenergie. Tegelijkertijd neemt het vermogen aan zon-PV bij consumenten autonoom toe. Het Europese beleid streeft naar verder vergroten van het aandeel hernieuwbaar binnen het hele energiesysteem naar 27% in 2030 en nog verder in de jaren daarna naar volledig duurzaam in 2050. Dit betekent dat het aandeel duurzaam binnen het elektriciteitssysteem nog groter wordt.

Met meer opgesteld vermogen aan windenergie en zon-PV zal er in toenemende mate sprake zal zijn van perioden waarin het aanbod aan hernieuwbare elektriciteit binnen Noordwest-Europa groter zal zijn dan de vraag naar elektriciteit op het net. Deze perioden kunnen langer of korter zijn en zullen onregelmatig optreden, waarbij de weersomstandigheden bepalend zijn.

Als er geen extra vraag komt zal de elektriciteitsprijs in deze overschotperioden laag en mogelijk zelfs negatief zijn, wat er uiteindelijk toe zal leiden dat de duurzame energie wordt weggegooid (afgeschakeld). Dat zou zonde zijn. Met name voor de investeerders en voor de duurzaamheidsdoelstellingen.

Binnen dit project is gekeken welke technieken de procesindustrie in Nederland kan en wil toepassen Daarvoor is het wel nodig dat de procesindustrie technieken kan gaan toepassen waarmee kosteneffectief gebruik gemaakt kan worden van snel wisselend aanbod en prijzen. Het gaat dan om de inzet van elektriciteit consumerende technieken die snel op- en afregelbaar zijn.

CE Delft heeft een staalkaart opgesteld met potentieel toepasbare technieken, waaruit in overleg met de projectpartners een selectie van 10 meest kansrijke opties is gemaakt. Van deze opties zijn nadere kwantificeringen van CAPEX en OPEX gemaakt en deze zijn in merit orders geplot (zie paragraaf B2.2).

In deze bijlage wordt kort de totstandkoming van de staalkaart en de selectie van de in het P2P-project meest relevant beoordeelde opties toegelicht.

Energiefuncties

Bij het opzetten van de staalkaart is eerst een overzicht van energiefuncties in de industrie opgesteld, waarbij onderscheid is gemaakt tussen procestoepassingen, aandrijvingen, verwarmen, koelen, straling, en opslagsystemen. Dit resulteert in de onderstaande lijst energiefuncties met de techniekgroepen die zijn beschouwd:

- Procestoepassingen (Power to Products) - elektrolyse

- Aandrijvingen, o.a.
  - Gascompressie (bijvoorbeeld aardgas in transmissienet)
  - Transporten (bijvoorbeeld ventilatie met lucht, vloeistof verpompen)
  - Maalapparatuur (voor bijvoorbeeld voedingsmiddelen, mineralen)
  - Stoom/elektrische combi-aandrijving

- Verwarmen, onderverdeeld naar temperatuurniveau en opgewarmd medium:
  - Warm water voor ruimteverwarming en industriële proces
  - Hete lucht voor bijvoorbeeld sproeidrogen, ruimteverwarming
  - Elektrische proceshitte (vlamboog)

- Koelen (koelhuizen, procesindustriële koelmachines)

- Straling
  - UV – o.a. voor O3-productie/desinfectie
  - IR – o.a. voor verwarming, droging, bakken

- Elektrische opslag

De energiefuncties en techniekgroepen zijn afgeleid van de vorm waarin de energie wordt geconsumeerd (chemisch, mechanisch, straling, thermisch) en waarin de energie in een industrieel productieproces wordt toegepast.

De lijst is niet compleet, wij hebben de focus gericht op toepassingen waarbij het aannemelijk lijkt dat energieconsumptie binnen het industriële productieproces (snel) kan worden gedifferentieerd als een functie van de elektriciteitsprijs, waardoor perioden met lage elektriciteitsprijzen kunnen worden benut, terwijl in perioden met normale of hoge elektriciteitsprijzen andere energiedrager(s) worden benut voor de energiefunctie.
In de categorie ‘aandrijvingen’ zijn bijvoorbeeld nog meer aandrijfvarianten toepasbaar. De gekozen technieken geven in combinatie met tussenopslag van ingaande en uitgaande stromen echter in potentie een grotere flexibiliteit in elektriciteitsconsumptie en daarmee de mogelijkheid om de hoogte van de consumptie beter af te stemmen op de actuele elektriciteitsprijs.

Indicatie van karakteristieken

Na opstellen van de lijst met energiefuncties zijn per functie indicatief een aantal karakteristieken ingevuld. De genoemde karakteristieken zijn beschouwd met oog op:

- De praktische technische implementeerbaarheid van de beschouwde opties in de periode tussen nu en 2025
- De rentabiliteit en competitiviteit van de technische optie in vergelijking met andere opties.
- De toegevoegde waarde die de betreffende optie kan bieden bij een ontwikkeling naar een elektriciteitsmarkt met een toenemend aantal uren en perioden met overaanbod aan elektriciteit.

Beschouwd zijn de volgende karakteristieken:

- *Geschikt voor opregelen (overschotten hernieuwbaar) of afregelen (tekorten hernieuwbaar)*
  Idealiter kan de optie zowel worden toegepast voor benutting van overschotten als voor beperking van tekorten. Dit is bijvoorbeeld mogelijk bij een industrieel elektriciteit consumerend proces dat in deellast draait:
  - in periodes met overschot kan in vollast worden geproduceerd
  - in periodes met een tekort aan aanbod op het elektriciteitsnet kan het proces meer in deellast worden bedreven of worden stilgelegd.

- In hoeverre afschakelen mogelijk is, hangt mede samen met de opstarttijd na afschakelen en de tijd voor stillegging van het proces. Sommige processen zijn zeer snel stil te leggen maar vergen uren om weer vanaf nul naar vollast te komen. In deze periode worden geen producten gemaakt en wordt dus geen geld verdiend. Om deze optie dan rendabel te kunnen toepassen moeten de gederfde inkomsten uit afzet van producten volledig worden gedekt door inkomsten uit bereidstelling van afschakelbaar flexvermogen.

- *Energetisch rendement*
  Het energetisch rendement is mede bepalend voor het netto economisch rendement van de optie: hoe hoger het rendement, des te meer product

- *Mate waarin elektriciteitsgebruik actief stuurbaar is*
  De optie kan alleen worden gebruikt voor het benutten van overschotten of reduceren van tekorten wanneer de elektriciteitsconsumptie actief stuurbaar is. Anders is er een kans dat de betreffende optie in deze periodes hieraan niet kan bijdragen.

- *Tijdschaal van de flexibiliteit, op- en/of afregelsnelheid*
  Met het oog op het naar verwachting snel fluctuerende aanbod in perioden met overschotten en tekorten en de begrensde op- en afregelbaarheid van het centrale park van elektriciteitscentrales is het wenselijk dat opties een zo hoog mogelijke op en/of afregelsnelheid hebben.

- *Toename risico's, afname betrouwbaarheid bij implementatie*
  Opties die leiden tot een toenemend risico op ongelukken met letselschade en/of schade aan procesapparatuur en/of die leiden tot een afnemende betrouwbaarheid van procesapparatuur zijn minder aantrekkelijk voor mogelijke implementeerders.

- *Indicatie van investeringen*
  Bij opties met hogere investeringskosten zal er een hogere financiële drempel zijn voor implementatie en moet het rendement hoog zijn om de investering te kunnen terugverdienen.

- *Mate van technische rijpheid: lab/demo/commercieel*
  Om grootschalig te kunnen worden geïmplementeerd in de periode tussen nu en 2025 – 2030 en om een significante bijdrage te kunnen leveren in het benutten van elektriciteitsoverschotten of reduceren van tekorten dient de optie nu al in ieder geval te worden gedemonstreerd op commerciële schaal.

- *Mate waarin de flexibiliteit op de day ahead, intraday en onbalans elektriciteitsmarkten al wordt benut en geschatte omvang van het nog implementeerbare relevant potentieel*
  Opties met (nog) beperkt totaal potentieel kunnen weinig bijdragen aan benutting van elektriciteitsoverschotten of aan het reduceren van tekorten.

De informatie nodig voor het karakteriseren van de verschillende opties conform de beschouwde karakteristieken is ontleend aan een aantal literatuurbronnen.

De karakteristieken van de opties zijn vervolgens gescoord vanuit het perspectief van toepassing als flexoptie voor benutting van overschotten en/of reductie van tekorten. Per karakteristiek is ingeschat of de optie ***gunstig***, ***neutraal/beperkt gunstig*** of ***minder gunstig*** scoort als flexoptie (figuur B2.1).

Uit de scores per karakteristiek is tot slot een generale waardering per optie geproduceerd. Daarbij zijn de volgende regels aangehouden voor combinaties van scores op verschillende karakteristieken:

- Eén keer neutraal of minder gunstig = neutraal of minder gunstig als totaalscore
- Twee keer neutraal = neutraal als totaalscore

Selectieproces

Op basis van de ingevulde indicatieve karakteristieken en eindwaardering is door CE Delft een voorstel gedaan voor 10 in het P2P-project in meer detail te beschouwen technische opties. Het voorstel omvatte met name die opties die al commercieel beschikbaar zijn, een forse potentie hebben, maar nog niet worden toegepast voor benutten van overschotten en verkleinen van tekorten.

Dit voorstel is besproken met de deelnemers en heeft geresulteerd in de onderstaande short list:

VOORGESTELD	UITEINDELIJK GESELECTEERD
	Technieken voor overschotten hernieuwbaar:
Warmtepomp LT stadsverwarming, tuinbouw	Opslaan (tussen)-producten, halffabrikaten.
Elektrische warm water boiler	Elektrische warm water boiler
Elektrische stoomketel	Elektrische stoomketel
Warmtepomp 100-150 °C (of hoger)	Hete lucht droging, sproeidrogen
Stoomhercompressie	H2 uit waterelektrolyse
Hete lucht droging, sproeidrogen	Stoomhercompressie
Warmtepomp LT stadsverwarming, tuinbouw	Warmtepomp LT industrie
	Warmtepomp, 100-150 °C (of hoger) SGH 120 en SGH 165
	Omzetting NaCl tot NaOH, Cl2 en H2
	Technieken voor tekorten hernieuwbaar
	Opslaan (tussen)-producten, halffabrikaten.
	CAES bij minimale invsteringskosten
	Aerod. gas turbine, repowering
	Jenbacher 9.5 MWe gas engine
	CAES bij maximale investeringskosten
	Omzetting NaCl tot NaOH, Cl2 en H2

Tabel B2.1 Short list van technologieën

Het verschil tussen de voorgestelde en uiteindelijk geselecteerde lijst betreft vooral toevoeging van opties die in de praktijk door bedrijven worden overwogen.

Staalkaart technieken

De staalkaart is weergegeven in figuur B2.1

LEGENDA	
CAPEX-indicatie	Voor 'laag' is een indicatieve investeringslast in de orde van €50 - €150 per kWe aangehouden, voor een investeringslast van € 1.000/kWe is de waardering 'hoog' aangehouden en voor investeringslasten van €1.500 - €2.000 per kWe is de waardering 'zeer hoog' aangehouden.
Relevant potentieel	Referentie voor waardering is de verwachting dat er omstreeks 2023 in veel hernieuwbaar scenario's 15-18 GW aan wind en zon-PV vermogen zal zijn opgesteld naast 3 - 4 GW must run productie vermogen, terwijl de elektriciteitsvraag 10 - 16 GW zal bedragen (excl. nieuwe flextechnieken en export). Dit betekent dat er in dan potentie maximaal 10 GW overschot kan ontstaan. In dit perspectief is een potentieel vermogen voor alle toepassingen in NL < 50 MW gewaardeerd als niet relevant, een vermogen van rond de 500 MW en hoger als relevant en een vermogen van 50 - 100 MW als gering.
Flexibiliteit tijdschalen	Tijdschalen voor flexibiliteit zijn als volgt: 1 = kwartier = fijnbalancering 2 = uurlijks = balancering 3 = dag/nacht 4= week/weekend 5= seizoen 6 = jaar, LT capaciteit

Staalkaart flexopties procesindustrie

CE Delft Berenschot ISPT

Nummer	Toepassing	Techniekgroep	Technische kenmerken: Te combineren met: Infrastructuur	Te combineren met: Soort opslag	Geschikt voor netwerk?	COP (output energie/input) indicatief	Karakterisering aard flexibiliteitsdienst die geboden wordt: typisch geschikt voor opregelen (overschotten hernieuwbaar) of afregelen (tekorten hernieuwbaar)	actief stuurbaar?	Tijdschaal flexibiliteit	Toename risico's, afname betrouwbaarheid?	Bedrijfseconomische kenmerken: CAPEX-indicatie	TRL: lab/demo/commercieel	Flexibiliteit al benut?	Potentieel: Relevant potentieel	eind-waardering	Selectie merit ord	Toelichting & opmerkingen
A	**Procestoepassingen (Power2Products)**	**Variabiliseren productie**															Zeer groot aantal processen in batchindustrie én continubedrijf
A1	Opslag producten	Opslaan (tussen-)producten, halffabrikaten.	opslag	(tussen)producten	hangt ervan	1	beide	ja	1-6		hoog	commercieel	deels	ja		⬅	Investeringskosten vaak kosten voor silo's e.d. Beschikbaarheid van overcapaciteit is randvoorwaarde
A2	Elektrolyse	H_2 elektrolyse	opslag, H2-netw. (Botlek)	(tussen)producten	ja	0,6-0,8	beide	ja	1-6		hoog	commercieel	nee	ja		⬅	commercieel toegepast?
A3	(Power2Gas)	+ nageschakelde reacties,	aardgasnet, etc	(tussen)producten	ja	0,5 - 0,6	beide	ja	3-6		zeer hoog						Dure CO2 nodig voor CH4-prod.
A4	Elektrolyse	Omzetting NaCl tot NaOH, Cl_2 en H_2	infrastructuur voor Cl_2 en H_2	(tussen)producten	ja	?	beide	deels	1-4	evt Cl_2-opslag	hoog	commercieel	nee	ja		⬅	
A5	Elektrolyse	Reductie van Al_2O_3 tot aluminium	n.v.t.	(tussen)producten	nee	?	beide	deels	1-4		hoog	commercieel	Uitgenut	nee			Zalco en Aldel gesloten, Aldel krijgt aansl. op Duitse net
A6	Elektrolyse	Zinkelektrolyse ZnO tot Zn	n.v.t.	(tussen)producten	nee	?	beide	deels	1-4		hoog	commercieel	?	nee			Vermogen is ongeveer 100 Mwe
A7	Elektrolyse	Oppervlaktebehandeling staal	n.v.t.	(tussen)producten	nee	?	beide	deels	1-4		hoog	commercieel	?	nee			Vermogen is ongeveer 50 Mwe
A8	Elektr. proceshitte	Chemische en metallurgische processen	warmtecap. proces		nee	0,5-0,8	beide	deels	1-3		hoog	commercieel	Uitgenut	ja			
A9	Elektr. proceshitte	Vlamboogtechnologie (C2H2, NH3)	n.v.t.	(tussen)producten	nee	?	beide	deels	1-4		hoog	commercieel	?	?	?		Vermoedelijk niet in NL toegepast
B	**Aandrijving (Power2Pressure)**																
B1	Gascompressie (Power2Pressure)	Perslucht met drukopslag	opslag, pijpleidingnetwerk	drukopslag	ja	5	beide	ja	1-3		zeer hoog	commercieel	nee	?			Toepassing vergt opslag, bijv. hogedruk persluchtnetwerk
B2	Gascompressie (Power2Pressure)	Compressie/liquifactie andere gassen	opslag, pijpleidingnetwerk	drukopslag/liquefactie	ja	5	beide	deels	1-5		laag	commercieel	?	gering			Gasnet: in principe kan bij depletiecompressie worden gespeeld met de druk in transportnet. Andere optie is stikstof / zuurstof luchtscheidingsfabrieken.
B3	Transport	Ventilatie, (binnen toegestane marges)	HVAC systeem	ruimte zelf		20	beide	nee	1-2		laag	commercieel	nee	gering			
B4	Transport	Pompen, vooral als er een opslag is.	pijpleidingennetwerk en opslag	opvoervat	ja	20	?	soms	1-3		hoog	commercieel	nee	ja			
B5	Transport	Stoom/electro combi aandrijving					beide	deels	1-3		?						
C	**Verwarmen (Power2Heat)**																
C1	Warm water	Warmtepomp LT stadsverwarming, tuinbouw	ondervuurde boiler, WKC,	n.v.t.	ja	3-5	overschotten	ja	2-6		hoog	commercieel	nee	ja		⬅⬅	
C2	Warm water	Elektrische warm water boiler	opslag								laag	commercieel	nee	ja		⬅⬅	
C3	Stoom	Elektrische stoomketel	ondervuurde boiler, WKC,	n.v.t.	ja	1	overschotten	ja	1-4		hoog	commercieel	nee	ja		⬅⬅	
C4	Stoom	warmtepomp, 100-150 °C (of hoger)	opslag	n.v.t.	ja	3-5	overschotten	ja			hoog	demo	nee	ja		⬅⬅	
C5	Stoom	Meertraps indamping	droogproces	n.v.t.	nee	15	overschotten	?	1-4		hoog	commercieel	deels	ja			Is vaak in gebruik bij droogproces bijv. papier
C6	Stoom	stoomhercompressie	ondervuurde boiler, WKC	n.v.t.	ja	3 tot 10-15	overschotten	ja	1-4		hoog	commercieel	nee	ja		⬅	COP hangt samen met te bereiken druk, in de regel drukverhouding 3 - 5
C7	Hete lucht	Hete lucht droging, sproeidrogen	ondervuurde luchtverwarmer	n.v.t.	nee	1	overschotten	ja	1-2 ?		laag	commercieel	nee	gering		⬅	200 graden / 270 graden lucht tbv droging
D	**Koelen (Power2Cold)**																
D1	Koelen, Carnotcyclus	Koelmachines koel/vrieshuizen	koelinfra	warmtecapaciteit syste	nee	2-4	beide	ja	1-2			commercieel	Uitgenut	ja			
D2	Koelen	Koelmachines koudenet industrie/utiliteit	opslag, koelinfra	koudebuffer	ja	2-4	beide	ja	1-3			commercieel	nee	?			Opslagsystemen zoals ijsslurries en moderne varianten zijn in ontwikkeling
E	**Straling**																
E1	Straling	UV - o.a. voor O3-productie / desinfectie	nog niet duidelijk		ja	?	beide	?	?		?	commercieel	deels	?	?		
E2	Straling	IR - o.a. voor verwarming, droging, bakken	nog niet duidelijk		ja	?	beide	?	?		?	commercieel	deels	?	?		
F	**Elektrische opslag (Power2Power)**																
F1	Elektriciteitopslag	CAES		n.v.t.	nee	0,7	beide	ja	1-5		zeer hoog	commercieel	nee	?			CAES = elektrische opslag.
F2	Elektriciteitopslag	Accu's, batterijen (elektrochemisch)		n.v.t.	nee	0,9	beide	ja	1-4		zeer hoog	commercieel	nee	?			
F3	Elektriciteitopslag	Flowbatterijen (NaS etc.)		n.v.t.	nee	0,9	beide	ja	1-4		zeer hoog	commercieel	nee	?			
F4	Elektriciteitopslag	Vliegwiel															

Infrastructuurgekoppelde opties (ondersteunen bedrijfsvoering)

G	**Thermische opslag**															
G1	Opslagsysteem voelbare warmte	warmtesysteem	n.v.t.	ja		beide	ja	1-4	commercieel			deels	?			Te compineren met warmtepomp etc.
G2	PCM thermische opslag	warmtesysteem	n.v.t.	ja		beide	ja	1-4	commercieel			deels	?			Te combineren met warmtepomp etc.
G3	Chemische verbinding (ab/adsorptie	warmtesysteem	n.v.t.	ja		beide	ja	1-5	lab/demo			nee	?			Grotere energiedichtheid dan PCM, nog experimenteel?

Warmteopslag maakt het mogelijk om productie van warmte en elektriciteit door WKC's gedeeltelijk of geheel te ontkoppelen en maakt het mogelijk meer overschot aan elektriciteit om te zetten in nuttig bruikbare warmte dan alleen tijdens overschotperiodes had kunnen worden afgezet.

Figuur B2.1 Staalkaart

B2.2 Merit order van flexvermogen

Inleiding

Voor de op basis van de staalkaart geselecteerde opties, aangegeven met een pijl, is de merit order ingeschat. De merit order geeft in één oogopslag twee zaken weer: kosten en potentie voor flexaanbod. Dit project heeft een eerste versie van de merit order opgeleverd, deze moet verder worden uitgewerkt om bruikbaar te zijn bij het nemen van beslissingen door bedrijven.

Kosten gaan over hoe de 'business case' van de flexoptie is: wat zijn, gegeven de CAPEX en OPEX van de flexoptie, de kosten van de flexibiliteit (€/MWh) aan het systeem? Deze worden op de Y-as weergegeven. Potentie voor flexaanbod gaat over de hoeveelheid flex (MW elektrisch) die de optie in de Nederlandse context biedt; deze staat op de X-as. De merit order geeft hiermee dus ook een rangorde: sommige opties bieden flexibiliteit tegen lagere kosten dan andere opties.

Een aantal dingen zijn belangrijk om in het achterhoofd te houden bij het interpreteren van de figuren:

- De CAPEX en OPEX van een flextechniek worden toegerekend aan de flexkosten (€/MWh). Vaak zijn er ook andere baten, bijvoorbeeld extra productie(capaciteit), leveringszekerheid. Dat is niet meegenomen in de berekeningen.

- De baten van uitgespaarde alternatieve (brandstof)kosten zijn wel meegenomen als het gas of warmte betreft, niet als het elektriciteit betreft. Kosten of opbrengsten van inkoop van elektriciteit/geleverde flexibiliteit zijn dus niet meegenomen. Dit maakt het mogelijk om de Y-as (€/MWh) te vergelijken met de prijzen in de relevante flexmarkten (day ahead, intraday, onbalansmarkt).

- Het aantal draaiuren is belangrijk voor hoe de CAPEX en OPEX omgeslagen worden naar MWh. Bij de berekeningen speelt dat als de kosten van een flexoptie worden afgezet tegen de flexibilteit die ze leveren, dat de kosten per MWh lager zijn naarmate er meer draaiuren worden gemaakt. Het aantal draaiuren in een toekomstig jaar (2023) van een techniek is nu echter niet goed te voorspellen. We hebben daarom gebruik gemaakt van draaiuren-scenario's en nemen grafieken voor 500 en 1.000 draaiuren op in dit rapport[12].

Alleen OPEX merit order

De CAPEX+OPEX merit order geeft de business case van de flex-optie als er een investeringsbeslissing voor een flextechniek genomen moet worden. Maar hoe scoort een techniek nu als de investeringsbeslissing reeds genomen is en de techniek operationeel is? De alleen-OPEX merit order geeft deze weer. In deze figuren spelen de CAPEX niet meer mee, en deze figuren zijn meer een indicatie van

12 *Het is ook mogelijk om visualisaties te maken waar geen 'hard' aantal draaiuren in zit onder de doorgerekende energie- en prijsscenario's, en af te schatten of de optie rendabel is of niet, echter voor de weergave in dit rapport laten we elektriciteitsprijzen zodat de €/MWh die in de figuren staan zuiver de CAPEX/OPEX de flexoptie weergeven, bij het aangegeven aantal inzet-uren*

de biedprijs waaronder de technieken in bijv. de onbalansmarkt kunnen ingezet worden.

Overschotten en tekorten

De grootste groep onderzochte technieken is ingezet voor het accommoderen van overschotten hernieuwbaar. Deze flextechnieken zijn in een aparte grafiek opgenomen, technieken voor het opvangen van tekorten aan opwekkingscapaciteit staan in een andere grafiek. In de grafiek voor tekorten zijn ook een aantal efficiënte en moderne technieken uit de conventionele elektriciteitsopwekking opgenomen.

Merit order van industriële flexibiliteit

De grafieken zijn in de figuren B2,2, B2.3 en B2.4 opgenomen. Een korte toelichting per geselecteerde optie wordt in de tekst daarna gegeven.

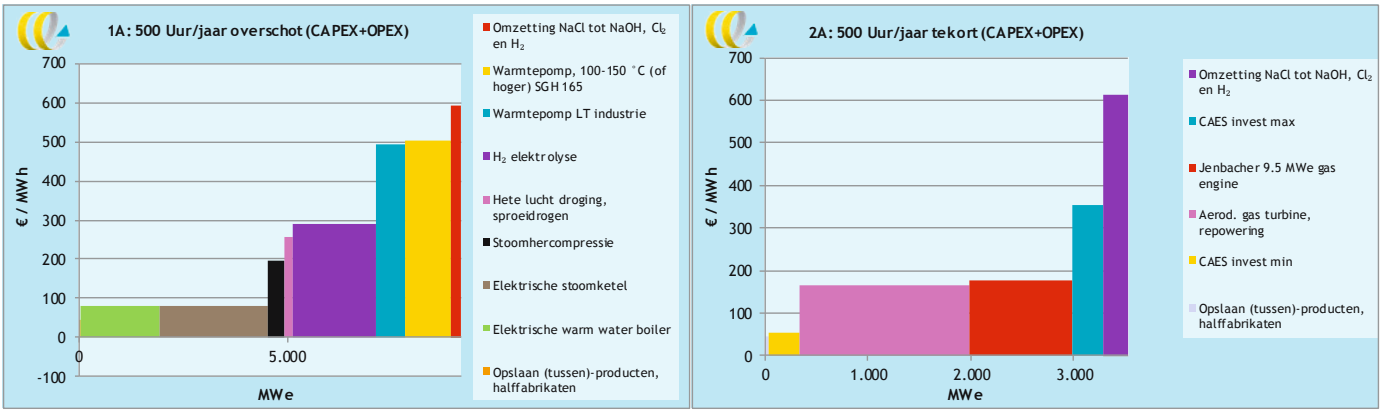
Conclusies uit merit order industriele flexibiliteit.

De merit order grafieken leren de volgende zaken.

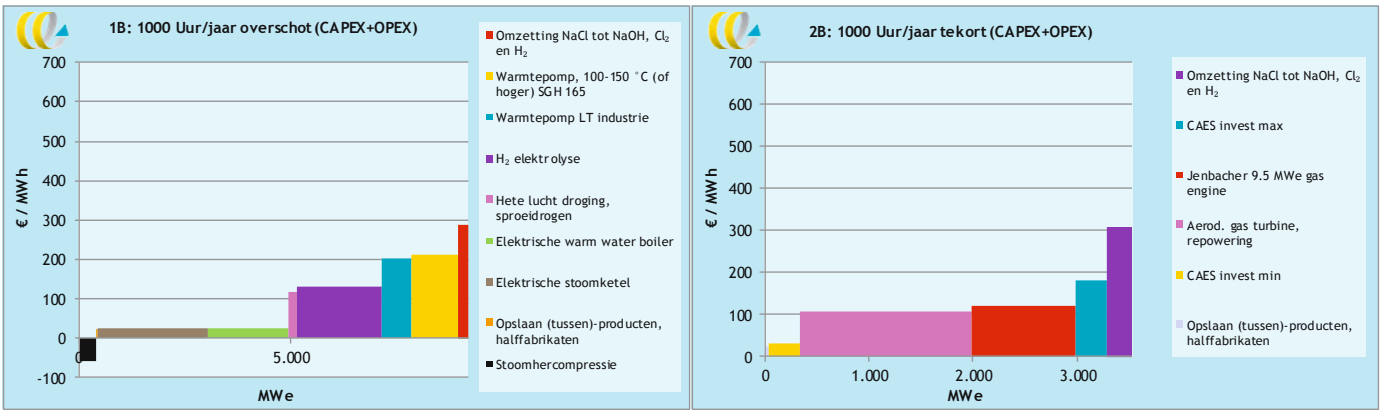
- Er is veel technisch potentieel in de procesindustrie (boiler/stoomketel >5 GWe, daarnaast waterstof, stoomhercompressie, etc). Het geheel aan technisch potentieel telt op tot meer dan 10 GWe, als wordt gecorrigeerd voor dat niet alternatieve technieken voor dezelfde warmtevraag worden ingezet. Dit gaat om het accommoderen van overschotten hernieuwbaar.
- De “CAPEX+OPEX” merit order laat zien dat veel opties voor het accommoderen van overschotten en tekorten duurder zijn dan huidige stroomprijzen *indien de investeringen worden meegenomen*
- De ‘alleen-OPEX’ merit order laat zien dat de marginale kosten c.q. verdiensten van de technieken met een energetisch rendement van meer dan 100% (COP[13]>1) veel gunstiger zijn dan de technieken met een rendement van ~100% of minder (COP<1). De warmtepompen scoren namelijk veel grotere winsten (negatieve kosten) dan de stoomketels en warmwaterboilers.
- De technieken die operationeel veel besparen c.q. lage kosten hebben zijn echter wel de technieken die ook (veel) hogere investeringen vereisen.

Er past ook nog een kanttekening bij deze merit order. In dit project is gekeken naar de opties voor de procesindustrie. In de praktijk zullen deze opties ‘concurreren’ met andere innovatieve opties zoals het inzetten van alle batterijen van elektrische auto’s, thuisopslag en valmeren, om maar een paar willekeurige voorbeelden te noemen. Naast uiteraard de opties die nu de bulk van de flexvoorziening voor hun rekening nemen: regelbare centrales en draaiende reserve. Een nuttige vervolgstap zou zijn om de merit order te maken inclusief al deze technieken, zodat bedrijven beter inzicht krijgen in de potentie van ‘hun’ flexvermogen in vergelijking met een breed scala aan andere opties. Hier zit ook een logische samenhang en inhoudelijke koppeling met een simulatiemodel van de toekomstige onbalansmarkt, als dat ontwikkeld wordt.

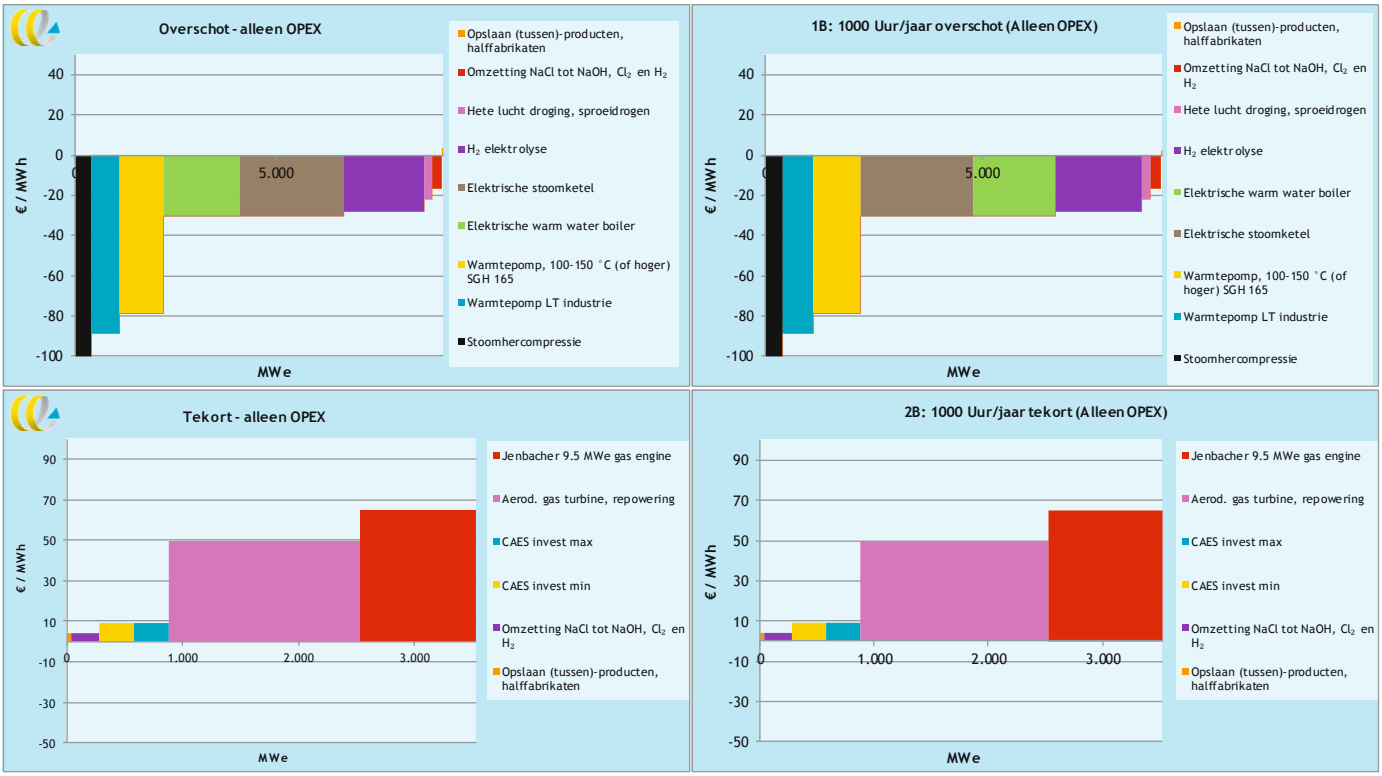
13 *COP: Coefficient of Performance, een maatstaf voor de efficiëntie van een energieconversie. De resultante nuttige energie wordt gedeeld door de hoeveelheid opgenomen arbeid verrichtende energie.*



Figuur B2.2 Merit order voor 500 uren per jaar, CAPEX + OPEX



Figuur B2.3 Merit order voor 1000 uren per jaar, CAPEX + OPEX



Figuur B2.4 Merit order – alleen OPEX

Omdat er geen CAPEX meer in deze kostenkentallen zit, is het aantal draaiuren in de gekozen representatie niet meer onderscheidend, daarom is hier één set aan figuren weergegeven.

Toelichting op uitwerking technieken

Optie 1 - Opslaan (tussen)-producten, halffabrikaten
Deze optie is in onderhavige studie verkend in de vorm van opslag van chloor uit NaCl elektrolyse in combinatie met variabele productie afgestemd op de vraag naar en aanbod van elektriciteit.

Aangenomen is verder dat chloorafzet continu in de tijd is. In de periode van vollast productie geproduceerde additionele chloor wordt tussentijds opgeslagen in een tank.

In de berekening is rekening gehouden met een toenemende specifieke elektriciteitsconsumptie met toenemende celbelasting. De specifieke consumptie is op basis van informatie van AkzoNobel geschat als 2.000 + 1.000 x celbelasting (0% - 100%) kWh_e/ton Cl_2.

Omdat vollast productie plaatsvindt bij lage elektriciteitsprijzen en productie op minimale capaciteit bij hoge elektriciteitsprijzen is variëren in belasting rendabel ondanks de hogere specifieke elektriciteitsconsumptie bij hogere celbelasting.

Optie 2^a en 2^b - H_2-productie uit waterelektrolyse
De cijfers voor huidige stand-der-techniek en toekomstige stand-der-techniek zijn overgenomen uit (DNV, 2013)[14].

Optie 3 - Omzetting NaCl tot NaOH, Cl2 en H2
In deze optie wordt aangenomen dat additionele elektrolysecapaciteit wordt gerealiseerd om op die manier voldoende totale capaciteit te hebben om net als in Optie 1 de mate van belasting van het proces af te stemmen op de elektriciteitsvraag.

Investeringskosten voor een nieuwe elektrolyse-installatie hebben betrekking op een concrete nieuwe fabriek van AkzoNobel in Frankfurt[15].

Optie 4 - Lage temperatuur warmtepomp
Informatie voor deze optie zijn overgenomen uit (DEA, 2012) . De gehanteerde cijfers hebben betrekking op een grootschalige warmtepomp met 1 – 10 MWth geleverde warmte aan capaciteit en die warmte van omgevingstemperatuur (gemiddeld 10°C) benut als warmtebron. De warmtepompen betreffen meertrapssystemen met CO_2 en/of NH3 als werkvloeistoffen.

Gehanteerde investeringskosten zijn inclusief behuizing, aansluiting op warmtenetten en op elektriciteitsnetten en overige kosten.

Optie 5a en 5b - Elektrische boiler en elektrodenboiler
Informatie voor met elektriciteit verwarmde stoomketels of warm water ketels is eveneens overgenomen uit (DEA, 2012).

14 *Betreft: DNV KEMA. (2013). 'Systems analyses Power to Gas: A technology review'. Groningen: DNV KEMA.*
15 *Zie: https://www.akzonobel.com/news_center/news/news_and_press_releases/2011/akzonobel_announces_landmark_140_million_investment_in_frankfurt.aspx*

De gegevens hebben betrekking op commercieel beschikbare ketels van 1 – 25 MW_e opgenomen vermogen en zijn exclusief eventuele additionele investeringen in nieuwe elektriciteitskabels voor aansluiting op het elektriciteitsnet en aansluitingen op een warmtenet.

Optie 6 - Warmtepomp, 100-150°C lage druk stoom
Voor de technische gegevens van lage druk stoom producerende warmtepompen is gebruik gemaakt van informatie voor de SGH120 en SGH165 warmtepompen van Kobelco, een dochter van Kobe Steel uit Japan[16].

Optie 7 - Stoomhercompressie
Informatie over deze optie is verkregen van Industrial Energy Experts.

Optie 8 - Hete lucht droging, sproeidrogen
Informatie over deze optie is overgenomen uit een concrete bedrijfseconomische studie voor een luchtverwarmer bij één van de bij het project betrokken industriële bedrijven. Meer achtergrondinformatie kan vanwege vertrouwelijkheid niet worden gegeven.

Optie 9 - CAES invest min en CAES invest max
In deze optie worden twee uitersten meegenomen wat betreft benodigde investeringen:

- In de optie met minimale investeringen zijn gasturbine en cavernes al aanwezig en moet enkel worden geïnvesteerd in luchtcompressie;
- In de optie met maximale investeringen moet zowel in luchtcompressie als in aanleg van zoutcavernes en realisatie van een STEG worden geïnvesteerd.

De gehanteerde gegevens zijn afkomstig uit KEMA, 2012[17]

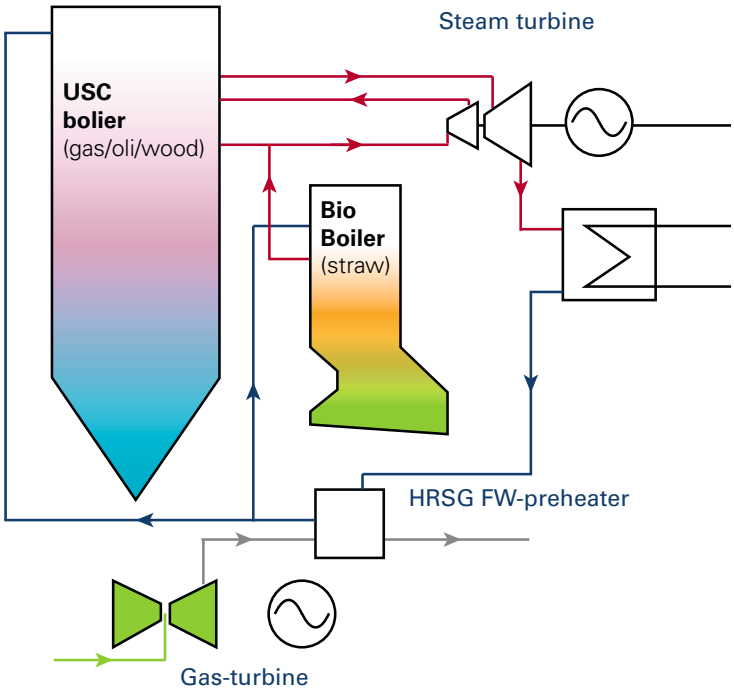
Optie 10 - Repowering met aeroderivatieve gasturbine
Deze optie behelst de repowering van een bestaande kolencentrale met een aero-derivatieve gasturbine. De gasturbine levert wanneer operationeel warmte voor voorverwarmen van het ketelvoedingswater van de kolencentrale (Feedwater heater repowering of FWHR).

Deze configuratie wordt bijvoorbeeld toegepast bij de Avedøre II kolencentrale in Kopenhagen, één van de modernste en meest efficiënte kolencentrales ter wereld.

De gasturbines kunnen als pieklasteenheid worden gebruikt voor productie van additionele elektriciteit bij te laag aanbod op het elektriciteitsnet. Het vermogen van de toegepaste gasturbines bedraagt typisch ongeveer 25% van het netto elektrisch vermogen van de oorspronkelijke kolencentrale. Door levering van warmte aan ketelvoedingswater wordt aftapstoom consumptie voor dit doel vermeden en kan het netto elektrisch vermogen van de kolencentrale toenemen, typisch met ongeveer 10% van het oorspronkelijke netto vermogen van de kolencentrale.

16 *Zie: http://www.kobelco.co.jp/technology-review/english/vol63_2_sum.htm https://www.chillventa.de/Filestore.aspx/F06_P2_Kobelco_Kuromaki.pdf?fair=chillventa&type=file&key=2c605ae6-3ec7-4414-a6bb-f32dd090fc8e&language=none&filegroup=&filetype=file&indexfile=true*
17 *Betreft 'CAES Pre-feasibility study', KEMA, Arnhem, June 6, 2012, W. Sloterdijk et al*

In deze studie is uitgegaan van een mix van 60 MW_e Rolls Royce Trent turbines met een netto rendement van 42% en van GE LMS 100 gasturbines met een vermogen van 100 MW_e en een rendement van 46%. De mix is afgestemd op het vermogen van de verschillende kolencentrales die naar verwachting vanaf 2016/2017 operationeel zullen zijn[18].



Figuur B2.5 Schema van het stoomsysteem van de Avedøre II kolencentrale met geïntegreerde gasturbines. Bron: zie weblink in voetnoot[19]

Voor de investeringskosten voor de gasturbines is uitgegaan van specifieke investeringen van €600/kW_e aan gasturbine vermogen (Jacobs, 2008)[20]. Operationele kosten exclusief kosten voor brandstofinkoop zijn conform dezelfde bron geschat als 1,5% van de specifieke investeringskosten.

Optie 11 - Jenbacher 9.5 MWe gas engine
De in deze optie beschouwde Jenbacher J920 gasmotor is één van de grootste gasmotoren ter wereld en haalt net als de twee andere typen gasmotoren een rendement van 48,5% bij vollast dankzij toepassing van twee seriële turbocompressors met tussenkoeler.

De motor is in deze optie meegenomen als pieklasteenheid. Wanneer de motor warm wordt gehouden is opregelen van 0 naar 100% vollast binnen 1 minuut mogelijk.

18 *Dit zijn: E.On Maasvlakte MPP3, GDF Maasvlakte, Hemweg-8, Amer-9, RWE - Eemshaven*
19 *Zie: http://www.sinotech.org.tw/eip/DOWnload/attDOWn/0/(1-6)%20Utilisation%20of%20USC%20Multi%20fuel%20boiler%20for%20enhancement%20of%20energy%20efficiency.pdf*
20 *Betreft: Techno-economische parameters MEP/SDE WKK 2008, J. van der Marel, E. Goudappel 31 maart 2008, Jacobs Consultancy, Leiden*

De aangehouden parameters zijn overgenomen uit brochurematériaal van de aanbieder en enkele presentaties[21]. Het aangehouden implementeerbare potentieel is gekozen om de staafdiagrammen inzichtelijk te houden en heeft geen relatie met de praktijk.

Investeringskosten zijn geschat op basis van een offerte van Jenbacher. De verkregen prijsopgave is inclusief netwerkaansluitingen, behuizingen, geluidsdemping, milieumaatregelen.

Operationele kosten exclusief kosten voor brandstofinkoop zijn geschat als 4% van de investeringskosten. Daarnaast is rekening gehouden met variabele operationele kosten van €5/MWh_e.

21 *Zie: The new J920 gas engine, K. Payrhuber, D. Chvatal, Chr. Trapp, GE Jenbacher GmbH & Co OHG, PowerGen Europe 2011*

	OPSLAAN (TUSSEN)-PRO-DUCTEN, HALFFA-BRIKATEN.	H2 ELEKTROLYSE		OMZET-TING NACL TOT NAOH, CL2 EN H2	WARMTE-POMP LT STADSVER-WARMING, TUINBOUW	ELEK-TRISCHE BOILER	ELEK-TRISCHE STOOM-KETEL	WARMTEPOMP, 100-150 °C (OF HOGER)		STOOM-HERCOMPRES-SIE	HETE LUCHT DRO-GING, SPROEI-DROGEN
		nu	na 2020					SGH 120	SGH 165		
		alkaline	PEM								
Type flexibiliteit	nwe vrager	nwe vrager	nwe vrager	nwe vra-ger	nwe vrager	nwe vrager	nwe vrager	nwe vrager	nwe vrager	nwe vrager	nwe vrager
Typische schaalgrootte per installatie, MWe opnamecap		4	2,0	90	1,4	20		0,105	0,25	0,26	3
Leveringsdruk, bara	n.v.t.	30	60,0	n.v.t.	1,0	tot 70	tot 70	2	5		1
Drukverhouding (per stap)											
Leveringstemperatuur, °C	n.v.t.			n.v.t.	80,0	tot 350	tot 350	120	165		tot 650°C
Temperatuuruplift, °C	n.v.t.			n.v.t.	70,0			55	95		
Rendement, MWproduct/MWe	100%	61%	76%	100%	280%	99,50%	99,50%	350%	250%	980%	99%
Koude start - vollast (minuten)	120	15	10	120	5	5	5			60	5
Hot standby - vollast (minuten)	20	5	0,2	20	0,02	0,5	0,5			1	0,02
Van vollast naar nada (minuten)	0,0167			0,0167							
Deellast ondergrens	25%	20%	3%	25%	15%	1%				50%	
Energieverbruik hot stand by										1%	
Investering, €/kWe	4,6	1100	700	2030	1.904	60	60		1.904	1295	667
Operationele kosten, ex elektri-citeit (									0		
- vast (€/kWe)	0,2	44	28	41	15	1	1	0	15,4	52	12,2
- variabel (€/MWhe)	-14,46			-14,46		0,5	0,5		0		5,6
Levensduur (jaar)	15	25	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Technisch potentieel Nederland, MWe	36	2.000	2.000	242	700	1.900	2.600	1.100	1.100	400	200

Tabel B2.2. Aangehouden parameters

B2.3 Buitenlandse best practices

Inleiding

Diverse in deze studie beschouwde flexopties worden al grootschalig toegepast in het buitenland maar nog niet in Nederland, zoals elektrodenboilers.

In deze bijlage wordt kort ingegaan op een aantal aspecten:

- In welk land wordt de technologie al toegepast en bij wat voor soort proces?
- Welke technieken of installaties zijn nuttig voor de merit order van flexopties en bieden relevante specificaties voor het bijdragen aan het benutten van overschotten van aanbod van elektriciteit of beperking van vraag naar elektriciteit in tekortsituaties? Voor de relevante wenselijke specificaties zie de onderstaande tabel.
- Welk beleid is gehanteerd of welke marktcondities waren van toepassing, waardoor implementatie in het buitenland is gelukt?

Rendement, MWproduct/MWe	Zo hoog mogelijk
Koude start - vollast (minuten)	Zo kort mogelijk
Hot standby - vollast (minuten)	
Van vollast naar nullast (minuten)	
Deellast ondergrens	Zo laag mogelijk
Energieverbruik hot stand by	Zo laag mogelijk
Investering, €/kWe	Zo laag mogelijk
Operationele kosten, ex elektriciteit (	
- vast (€/kWe)	
- variabel (€/MWhe)	
Levensduur (jaar)	Zo lang mogelijk

Tabel B2.3. **Voor best practices relevante specificaties**

Het is het meest interessant van het zoeken naar 'best practices' is om flextechnieken te vinden en te beschouwen die in Nederland nog niet of nauwelijks worden toegepast maar die in het buitenland wel als zodanig worden gebruikt. De belangrijkste flextechnieken die hieronder vallen zijn flexibele productie van waterstof en flexibele inzet van Power to Heat. Van de in de merit order opgenomen technieken is wel verkend of deze in het buitenland flexibel wordt ingezet, maar dat bleek slechts beperkt het geval:

Technieken die als basislast worden gebruikt
Er is een groot aantal technieken die meer in een 'basislastbedrijf' en niet zozeer als flexibele techniek worden gebruikt:

- *Mechanische damprecompressie*
  Deze optie wordt in basislastbedrijf toegepast bij ondermeer brouwerijen, chemische bedrijven en indampers in bijvoorbeeld zoutindustrie, suikerindustrie en zuivelindustrie[22]
- *Luchtverhitters en gasverhitters*
  Informatie van leveranciers impliceert dat er toepassingen zijn voor[23]:
  - Opwarmen van lucht bij voorverwarmen van katalysatorbedden in raffinaderijen en
  - Optimalisatie van temperatuurregeling in raffinaderijen.

  Er zijn verder referenties naar gebruik van luchtverhitters voor verhitten van drooglucht bij sproeidroger proefinstallaties, maar niet voor sproeidrogers op commerciële schaal

NaCl elektrolyse en andere elektrolyseprocessen bieden zoals verkend in deze studie wel een potentie voor flexibiliteit, maar een flexibele inzet in het buitenland is niet gevonden.

Hoge temperatuur warmtepompen zijn nog in ontwikkeling. Er is één commerciële aanbieder, maar voor zover kan worden teruggevonden is er echter nog geen installatie geplaatst.

Lage temperatuur warmtepompen worden in Nederland al toegepast bij zowel individuele huishoudens (ruimteverwarming, wasdroger, wasmachine), stadsverwarming (Harnaschpolder24, mogelijk ook Utrecht) en industriële processen (frietproductie, zuivelindustrie)25.

H_2-productie door waterelektrolyse

H_2-productie: praktische toepassingen als flexproducent/consument in het buitenland
H_2-productie uit waterelektrolyse bestaat als productieroute voor H_2 al een eeuw en is feitelijk decennialang de dominante route voor NH_3-productie geweest voordat goedkoop aardgas grootschalig beschikbaar kwam[26].

22 *Zie bijvoorbeeld http://www.piller.de/products-applications/processes/mechanical-vapor-recompression-mvr/, http://www.foodprocessing-technology.com/projects/oblernhau-dairy/,*
23 *Brochure van Chromalox brochure Highly Refined Heating Solutions for the Petrochemical Industry*
24 *Zie: www.biowkk.eu/wp-content/uploads/2015/02/DOWnload-21.pdf*
25 *Zie: http://www.industrialheatpumps.nl/nl/toepassingen/*
26 *Middels waterelektrolyse geproduceerde waterstof (H2) werd daarbij door reactie bij hoge druk en verhoogde temperatuur met stikstof (N2) uit cryogene luchtscheiding omgezet in ammoniak (NH3).*

De route wordt nu nog steeds gebruikt in Zimbabwe[27] voor ammoniakproductie en is met name interessant voor landen of regio's met goedkope elektriciteit en zonder goedkope aardgas.
De installatie in Zimbabwe bestaat uit 28 alkaline cellen met een totaal verbruik van maximaal 90 MWe en een productiecapaciteit van ongeveer 21.000 Nm3/uur.[28]

H_2-productie uit waterelektrolyse als flexoptie en als optie voor tussentijdse opslag van energie uit hernieuwbare bronnen nog maar mondjesmaat toegepast in de vorm van demonstratieprojecten in Europa en Noord Amerika. Voorbeeld is het sinds 2005 project op Utsira één van de Noorse Lofoteneilanden[29] waarin een 50 kWe PEM elektrolysecel is opgenomen. Een recenter voorbeeld is de sinds medio juli 2015 in gebruik zijnde installatie in Mainz[30] met 1,25 MWe Siemens SILYZER 200 PEM elektrolysecellen.

Figuur B2.5 Utsira H2 fabriek

H_2 productie: stand der techniek

In onderstaande tabel is een globaal overzicht gegeven van een recentelijk in gebruik genomen commercieel beschikbare grotere brandstofcel.

27 *Zie: http://www.zimbabwesituation.com/news/zimsit-m-sable-buckles-under-123m-power-bill-the-herald/, http://www.hydroworld.com/articles/hr/print/volume-28/issue-7/articles/renewable-fuels-manufacturing.html, http://www.fuelcelltoday.com/media/1871508/water_electrolysis___renewable_energy_systems.pdf.*
28 *https://en.wikipedia.org/wiki/Sable_Chemicals*
29 *Zie: http://www.iphe.net/docs/Renew_H2_Ustira.pdf, http://www.ewea.org/ewec2006/allfiles2/135_Ewec-2006fullpaper.pdf, http://newenergy.is/gogn/eldra_efni/naha/presentations/c_kloed_naha_pres_om_utsira_siste_-12_september_2010.pdf, http://newenergy.is/en/naha/project_map/.*
30 *Zie: http://www.siemens.com/press/en/feature/2014/corporate/2014-05-energiepark-mainz.php*

SIEMENS SILYZER 200	
	PEM
	1,25 - 2,1
Druk (bar)	35
Rendement, MWproduct/MWe	65 – 70 %
Koude start - vollast (minuten)	10
Hot standby - vollast (minuten)	1/6 (10%/s)
Van vollast naar nada (minuten)	
Deellast ondergrens	Niet bekend
Energieverbruik hot stand by	'No pre-heating or holding needed'
Investering, €/kWe	
Operationele kosten, ex elektriciteit (	
- vast (€/kWe)	
- variabel (€/MWhe)	
Levensduur (jaar)	>10 jaar vollast

Tabel B2.4 Overzicht eigenschappen in gebruik genomen brandstofcel

Electrodenboiler

Electrodenboilers worden toegepast voor zowel warm water als stoomproductie. Voorbeelden in het buitenland zijn:

- Reservevermogen bij een kerncentrale[31] voor opstarten van de centrale
- Stoomproductie voor frisdrankproductie (Coca Cola Noorwegen), graanopslag en drogen (Steinkjer Noorwegen), papierproductie (Edet AB, Zweden, Stora Kraft, Kvarnsveden Papper, Zweden) en automobiel productie (Volvo, Zweden), Hallsta Paper Mill[32]

De meeste boilers in industriële toepassingen zijn eind jaren 70, begin jaren 80 geïnstalleerd met subsidie van energiebedrijven met het oog op de benutting van het toentertijd bestaande overschot aan waterkracht en kernenergie in Zweden en Noorwegen. Het Zweedse staatsbedrijf Vattenfall bevorderde installatie van grote elektrische boilers op twee verschillende manieren[33]:

- Een investeringssubsidie van 100 SEK per geïnstalleerde kW
- Een gegarandeerde terugverdientijd van 10 jaar en een garantie dat een eventuele restschuld door Vattenfall zou worden gedekt.

In de VS waren electrodenboilers voor de schaliegas hausse in bepaalde regio's eenvoudigweg economisch aantrekkelijker dan gasgestookte boilers vanwege de in die tijd geldende gasprijzen en elektriciteitsprijzen.

31 *Zie: http://www.elpanneteknik.com/indexeng.htm*
32 *http://zeta.se/boilers/wp-content/uploads/sites/4/2014/05/ZETA_EN.pdf*
33 *Zie: ON THE USE OF SURPLUS ELECTRICITY IN DISTRICT HEATING SYSTEMS H. Averfalk, The 14th International Symposium on District Heating and Cooling, September 7th to September 9th, 2014, Stockholm, Sweden*

Bijlage 3: Potentiele additionele maatschappelijke kosten en baten

Grootschalige elektrificatie van de energievraag in Nederland, bijvoorbeeld van de warmtevraag in de gebouwde omgeving, het elektrische vervoer of het flexvermogen in de industrie, heeft vaak tot gevolg dat het elektriciteitsnet op bepaalde punten verzwaard moet worden. Er moet immers meer elektriciteit van aanbieders naar gebruikers getransporteerd worden. Waar het vervolgens om gaat is om de benodigde uitbreiding zo kosteneffectief mogelijk te doen. En daarin kan de inzet van het flexvermogen van de industrie als demand side management een rol spelen. Vanuit die invalshoek bezien kan het de volgende maatschappelijke baten opleveren:

- Het Nederlandse energiesysteem is vergaand op een marktleest geschoeid. Marktwerking draagt in hoge mate bij aan een efficiënte allocatie van middelen. Demand response in de industriële sector zoals in dit rapport beschreven, is daarvan een goed voorbeeld omdat het de potentie heeft de benuttingsgraad van de elektriciteitsproductiemiddelen (conventioneel en duurzaam) te verbeteren en de kosten voor de industrie te verlagen.

- Als de flexibiliteit van de elektriciteitsvraag van de industrie concurrerend wordt, levert zij hiermee ook een directe bijdrage aan een kosteneffectieve balanshandhaving op het elektriciteitssysteem. Dit draagt bij aan de betaalbaarheid van de elektriciteitsvoorziening, met voordelen voor alle afnemers.

- Als de industrie elektriciteit gaat gebruiken als de prijs laag is, zorgt de industrie voor een 'bodem' in de marktprijs, die –afhankelijk van de onder andere de gasprijs – rond de €25/MWh kan liggen. Hierdoor wordt de business case van wind en zon beter omdat de opbrengst van wind en zon hoger is en investeerders minder risico lopen. En dat heeft de volgende voordelen:
  - Het voorkomen dat de prijs tot € 0 of ruim onder € 25/MWh zakt zorgt voor een lagere onrendabele top voor wind omdat de gemiddelde prijs wat hoger wordt, waardoor de SDE vergoeding lager wordt. Met minder SDE geld kan hierdoor meer hernieuwbare energie worden gerealiseerd. Dit is niet onderzocht in deze studie, maar dit blijkt uit een eerdere verkenning van CE Delft. De reductie van de kasuitgaven voor de SDE-subsidie kan bij 1000 MW aan flexibele (industriële) vraag- en opslagtechnieken met circa 25 mln €/j dalen [MA1]
  - De doelstellingen van Energieakkoord om zeven GW windvermogen te realiseren zullen hierdoor eerder worden gerealiseerd omdat investeerders minder risico lopen

- Flexvermogen in de industrie inzetten als demand side management heeft als voordeel dat, in toekomstige energiescenario's met veel wind en zon, het afschakelen van duurzaam productievermogen, kan worden voorkomen. Duurzaam opgewekte elektriciteit kan volledig worden gebruikt waarmee de procesindustrie bijdraagt aan het reduceren van de CO_2 uitstoot

- De DOW stoomrecompressie case laat zien dat aardgas kan worden bespaard door met elektriciteit zeer efficiënt warmte te maken. Omdat de energievraag in de industrie zo groot is kan met dit soort technologie veel aardgas worden bespaard. Het besparen van aardgas past in het Nederlandse beleid om minder afhankelijk te worden aan het Groninger gas én om minder afhankelijk te worden van gasleverende landen. De carbonfootprint van de industrie kan hierdoor worden verlaagd.

In het kader van dit project zijn de maatschappelijke baten kwalitatief in kaart gebracht. Het verdient aanbeveling om deze baten te kwantificeren om daarmee beter inzicht te krijgen in de maatschappelijke waarde van het flexvermogen in de industrie en hoe deze zich verhoudt tot flexvermogen uit andere bronnen.

Om toch meer gevoel te krijgen voor de baten is het illustratief om naar een onderzoek te kijken dat door CE Delft en KEMA is uitgevoerd in 2012. Zij hebben in opdracht van het ministerie van EZ een maatschappelijke kosten-batenanalyse van slimme netten (MKBA intelligente netten, 2012) gemaakt en concluderen dat het uitrollen van slimme netten maatschappelijk gezien een positief kosten/batensaldo heeft als de vraagkant 'slim' inspeelt op het aanbod. En dat geldt bij verschillende scenario's voor de inrichting van het energiesysteem. Tabel B2.5 laat de baten zien (miljarden euro's in de periode tot en met 2050) in de verschillende scenario's[34].

34 *Scenario's in de tabel: BAU = business as usual. K&K: Kolen en Kern. H&G: Hernieuwbaar en Gas.*

In de MKBA intelligente netten is aangenomen dat de industrie voor het deel dat technisch mogelijk is haar vraag flexibiliseert. De in de tabel genoemde baten zijn inclusief de baten van het intelligent (flexibel) maken van de energievraag van andere eindgebruikers van energie op midden- en laagspanningsniveau.

BATEN	BAU 2050	K&K 2050	H&G 2050
1. Vermeden netinvesteringen	€ 2,5	€ 5,8	€ 4,1
2. Vermeden netverliezen	€ 0,3	€ 0,5	€ 0,9
3. Vermeden investeringen centraal productiepark	€ 1,2	€ 5,1	€ 1,0
4. Vermeden investeringen grootschalige opslag	€ 0,0	€ 0,0	€ 0,1
5. Efficiënter gebruik centraal productiepark	€ 1,3	€ 1,4	€ 1,6
6. Energiebesparing	€ 0,7	€ 0,7	€ 1,5
7. Vermindering onbalans	€ 0,4	€ 0,5	€ 3,2
8. Externe effecten	€ 0,6	€ 0,1	€0,1
9. Welvaartswinst door comfort en tijdwinst	PM	PM	PM
Totaal baten	**€ 7,1**	**€ 14,1**	**€ 12,5**

Tabel B3.1: Overzicht Maatschappelijke Kosten Baten Intelligente netten.

De in de tabel genoemde baten zijn door de bedrijven niet meegenomen als opbrengst in hun business cases. De MKBA IN laat wel zien dat enorme besparingen in de periode tot 2050 zijn te realiseren.

Bijlage 4: Geografische allocatie van vraagflexibiliteit ('flexkaart')

B4.1 Aanleiding- waarom een flexkaart?

Als onderdeel van het Power to Products traject is onderzoek gedaan naar de mogelijkheden van het in kaart brengen van vraagflexibiliteit met behulp van een zogeheten 'flexkaart'. De flexkaart biedt een geografisch overzicht van het aanbod van flexibiliteit in de Nederlandse industrie.

Bij een toename van opwek van duurzame energie ontstaat tegelijkertijd groeiende onzekerheid op welke momenten elektriciteit beschikbaar is. Ook de locatie van opgewekte elektriciteit wordt relevanter: duurzame energie wordt immers decentraal opgewekt en er ontstaat een meer versnipperd landschap van aanbod van elektriciteit. Het fluctuerende karakter van deze energiebronnen zal op lokale schaal extra aandacht vergen ten aanzien van de infrastructuur. De capaciteit van de elektriciteitsnetten kan immers op bepaalde plekken sneller gaan knellen.

Vanwege de veranderingen in het elektriciteitsnet die het groeiende aanbod van duurzame opwekking met zich meebrengt, ontstaat (mogelijk) de behoefte om geografisch in beeld te brengen op welke plaatsen in Nederland flexibele op- en afschakelcapaciteit aanwezig is. Dit mede met het oog op het wegnemen van lokale knelpunten die op sommige plaatsen in Nederland kunnen ontstaan. Binnen Power to Products is het opstellen van een geografisch overzicht, inclusief mogelijke gebruikers en functies, onderzocht.

B4.2 Wat houdt de flexkaart in?

De flexkaart is een geografische kaart van Nederland, waarop flexibele op- en afschakelcapaciteit van industrieën wordt weergegeven. Bedrijven die de mogelijkheid bieden om hun energievraag op- of af te schakelen worden getoond op de kaart, met bijbehorende technische toepassing en capaciteit per bedrijf. Ook het potentieel voor flexibiliteit – namelijk de hoeveelheid elektriciteit die in een bepaald gebied door de industrie wordt opgenomen – kan op een dergelijke kaart worden aangegeven. Op deze manier wordt een overzicht gecreëerd van de totale beschikbaarheid van (industriële) flexibiliteit in Nederland en kunnen eventuele matches of mismatches in het elektriciteitsnet worden gesignaleerd.

De flexkaart geeft daarmee antwoord op:

- Welke vorm van flexibiliteit per regio aanwezig is en hoeveel (technische toepassing)
- Wat de potentie voor flexibiliteit per regio is.

Afhankelijk van de gebruikerssoort van de flexkaart betreffen mogelijke uitbreidingen van de kaart onder andere het regionale aanbod van hernieuwbare bronnen (vermogen zon-PV/wind) en een overzicht van regionaal geplande netuitbreidingen.

B4.3 Gebruikers vs. functies

De flexkaart kan in de toekomst meerdere gebruikerssoorten dienen. Denk hierbij bijvoorbeeld aan PV-partijen, om in te zien welke bedrijven in de regio flexibel kunnen op- of afschakelen, of aan de procesindustrie zelf, om inzicht te krijgen in hoeveel hernieuwbare energie in de regio aanwezig is en hoe groot daarmee het nut is van vraagflexibiliteit. Per gebruikerssoort zullen de functies en eisen van een dergelijke kaart echter verschillen. Ook de data die nodig is om deze functies te vervullen zijn verschillend. Onderstaande tabel toont een overzicht van de mogelijke gebruikers van de flexkaart en bijbehorende functies en eisen. Afhankelijk van de uiteindelijke toepassing zal de flexkaart op deze functies en eisen moeten worden ingericht.

GEBRUIKERS	FUNCTIE	EISEN	BENODIGDE DATA
Procesindustrie	• Overzicht regionale flexibiliteitsaanbieders • Overzicht regionale geplande netuitbreidingen • Overzicht aanbod duurzame bronnen	• Regio compleet aanbod • Regio complete vraag • Actueel	• Aantal bedrijven per regio • Energiegebruik per regio • Bedrijven met flexibiliteit per regio • Hoeveelheid flexibiliteit per bedrijf • Vorm van flexibiliteit per bedrijf • Ramp up/ramp down tijden per bedrijf
TenneT	• Overzicht regionale mismatches vraag en aanbod duurzame energie • Overzicht regionale kansen flexibiliteit matches	• Overzicht Nederlandse industrie • Overzicht Nederlandse kleinverbruikers • Actueel	• Accumulatie landelijke data
Regionale Netbeheerders	• Overzicht regionale flexibiliteitsaanbieders • Overzicht regionale geplande netuitbreidingen • Overzicht aanbod duurzame bronnen	• Regio compleet aanbod • Regio complete vraag • Actueel	• Overzicht van geplande netuitbreidingen
PV partijen	• Overzicht regionale flexibiliteitsaanbieders • Overzicht regionale geplande netuitbreidingen • Overzicht aanbod duurzame bronnen	• Regio compleet aanbod • Regio complete vraag • Actueel	• Energieaanbod per regio
Elektriciteits-producenten	• Overzicht regionale flexibiliteitsaanbieders • Overzicht regionale geplande netuitbreidingen • Overzicht aanbod duurzame bronnen	• Regio compleet aanbod • Regio complete vraag • Actueel	• Vermogen windenergie per regio • Vermogen PV per regio • Vorm van flexibiliteit per bedrijf • Ramp up/ramp down tijden per bedrijf

Voor een succesvolle toepassing van de flexkaart is het beheer van de kaart cruciaal. De getoonde data moet immers actueel zijn en in continue vorm beschikbaar blijven. Een proces waarbij één partij de kaart beheert en per kwartaal data ophaalt en distribueert is daarbij wenselijk. Antwoorden op de vraag welke partij deze kaart moet beheren en op welke manier data beschikbaar kan worden gesteld zijn echter nog openstaande vragen.

Het voorstel van het Power to Products project is om voor verdere uitwerking van de landelijke flexkaart na te gaan wie gebruikers zijn en wie de beheerder en dan voor één pilotregio te kiezen, waarin data wordt verzameld en verwerkt vanuit verschillende stakeholders. Bij succes kan na een periode van een jaar de flexkaart landelijk worden uitgerold door een beheersorganisatie te selecteren en verantwoordelijk te stellen voor de inhoud en verspreiding van de kaart. Wat ook nader uitgewerkt moet worden is of er een verdienmodel aan kan worden gekoppeld.

Bijlage 5: Procesbeschrijving

Het Power to Products project als DOENK project.

Het idee was om dit project op een andere wijze te arrangeren dan gebruikelijk, zodat we een DOENK project in gang zouden zetten met een aantal unieke kenmerken. DOENKEN staat voor DENKEN in combinatie met DOEN. Dus niet alleen studeren op inhoudelijke puzzles, maar ook proberen de stap naar bewegen te maken. Kortom: een nieuw rapport op de 'stapel' had geen toegevoegde waarde en om die reden is het projectconsortium bewust naar een andere wijze van werken op zoek gegaan. De unieke kenmerken van dit project waren dan ook:

Cross over aanpak

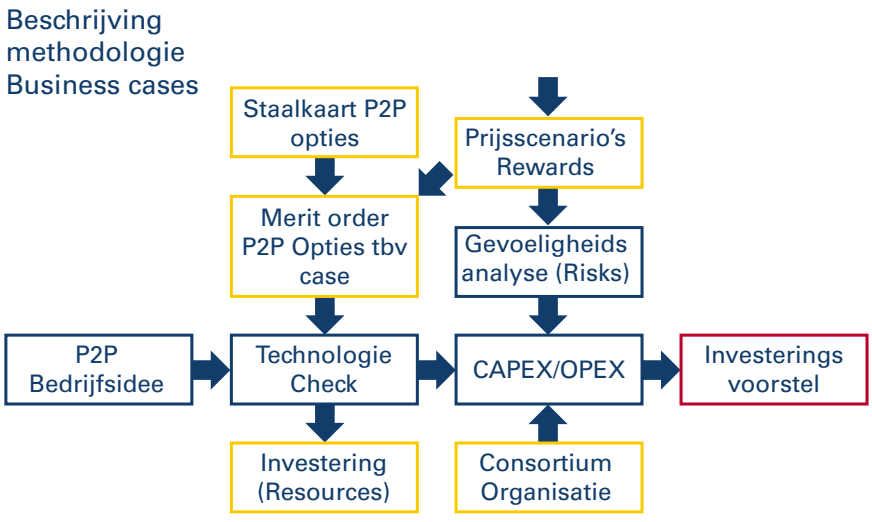
Demand Side Management en Power to X, als onderdeel van systeemintegratie speelt zich af op het snijvlak van de procesindustrie, netbeheerders en PV partijen. Bovendien speelt in het hart van dit snijvlak technologie een dominante rol. Dus daarmee zijn technologieleveranciers absoluut ook onderdeel van deze cross over community, of moeten partijen aanschuiven die een goed overzicht hebben van die technologie en haar mogelijkheden. Vandaar dat Cofely, RHDHV en DWA welkome partijen waren. Essentieel bij een cross-over traject is het onderzoeken of men elkaars taal verstaat. Natuurlijk zijn belangen vanuit verschillende sectoren anders, maar de kunst is te kijken of er toch een gemeenschappelijk belang te ontdekken is. Dit ontdekken kan alleen als men elkaars taal spreekt en er voldoende vertrouwen is om naar de binnenste schil van het Harvard model te springen. Dus vanuit de 'standpuntenschil' via een goede relatie op de 'belangenschil' te komen.

Figuur B5.1 Het Harvard model: Bron Innovatie managementmodellenboek Berenschot

In dit project is dan ook veel tijd besteed aan het spreken van dezelfde taal (veel onderlinge presentaties) om te komen tot het verder begrijpen van elkaars lange termijn belangen (zie ook hoofdstuk contractinnovaties).

Praktisch ingericht zoekproces

Dit project vertrok vanuit de business cases van de 5 bedrijven die aan dit traject meededen. Het idee is dat als de bedrijven, binnen hun eigen bedrijfsspelregels, in staat zijn om een goed investeringsvoorstel te doen aan hun Decision Making Unit (DMU= gremium wat de investering beoordeelt) deze investering er komt en daarmee een bijdrage geleverd wordt aan systeemintegratie. De normale bedrijfsopzetten voor investeringen zijn daarom stapsgewijs gevolgd en steeds vertaald in "Wat moeten we nu weten om een volgende stap te maken in het investeringsvoorstel?" Hierbij zijn hele concrete zaken uitgevoerd, zoals: bezoek TenneT om Avebe business case te helpen, uitzetten innovatievraag bij leden door FME, projectbegroting Cofely om hardware investering FrieslandCampina te begroten, begroting aansluit kosten Smurfit Kappa door Enexis, bezoek CE second opinion technologiekeuze FrieslandCampina, doorrekenen DWA van 5 mogelijke capaciteitsscenario's power-to-pressure DOW, inschakelen DEI regeling etc..



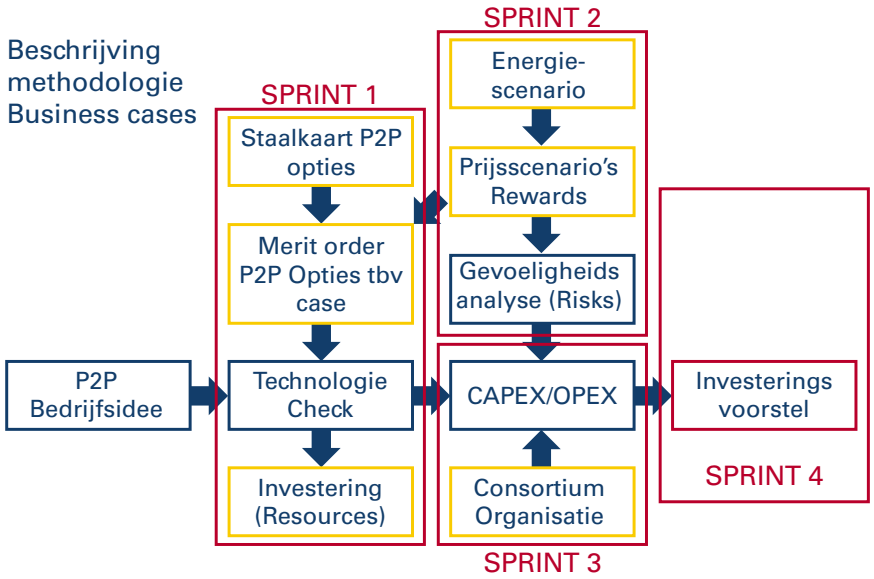
Figuur B5.2. De gebruikte werkwijze waarbij de oranje blokken collectief voorzien waren om de bedrijfsspecifieke business cases te voeden en/of keuzen te checken

Scrummanagement als experiment

Scrummanagement is een nieuwe managementmethodiek die vaak bij de ontwikkeling van ICT (software) wordt gebruikt. Het idee is dat deze wijze van werken veel adaptiever is dan het klassieke projectmanagement. Deze methodiek is (een aantal onderdelen daarvan) zeer geschikt gebleken om ook dit soort 'papieren' exploratie te managen.

Wat zijn de belangrijkste SCRUM elementen die goed gewerkt hebben?

- Sprints. Van begin af aan zijn er 4 sprints gedefinieerd die inhoudelijk overeenkwamen met de voortgang van de investeringsvoorstellen en die qua logistiek telkens een week of 5-6 doorlooptijd kenden. Deze momenten zorgden, zowel voor de bedrijven als de studiepartijen, telkens voor een ijkpunt in de tijd en op dat moment werden inzichten gedeeld en opnieuw afgesproken wat de volgende sprint gedaan moest worden (adaptie).



Figuur B5.3 De sprints afgebeeld in de procesafloop

- Walking skeleton. Bij Scrum in de ICT is er een zogenaamd walking skeleton, een werkend stuk programmering waarbij telkens meer (geteste) functies worden toegevoegd. Door middel van releases. Hier hadden de business cases de rol van walking skeleton. Telkens werd de business case betrouwbaarder om dat er meer gegevens bekend waren en minder onzekerheden speelden.

- Productowner rol: Die rol was eenvoudig weggelegd voor de 5 business case eigenaren. Zij gaven telkens tijdens de sessies aan, wat zij nodig hadden om hun business case robuuster te maken. Het team ging daarmee aan de gang (niet alleen Bt/ISPT/CE Delft maar ook alle andere partijen die op dat moment een zinvolle bijdrage konden leveren).

- Scrummaster rol: Deze rol werd m.n. door Berenschot vervuld waarbij de sessies opmaat waren voor bijsturing van het project.

Samengevat: de wijze van werken heeft zeker bijgedragen aan het resultaat. In een vijftal maanden zijn vijf reële business cases gemaakt waarvan er twee in elk geval positief zijn, en zijn veel inzichten en ontwikkelingen gedeeld. Hiermee is een bijdrage geleverd aan het doorbreken van het systeemintegratiedossier.

Berenschot Groep B.V.
Europalaan 40
3526 KS Utrecht
T 030 2 916 916
E contact@berenschot.nl
www.berenschot.nl

ISPT
Groen van Prinstererlaan 37
3818 JN Amersfoort
T +31 (0) 33 700 97 97
The Netherlands
www.ispt.eu

CEDelft
Oude Delft 180
2611 HH Delft
www.ce.nl