

Marktpotentie groene waterstof productiefaciliteiten

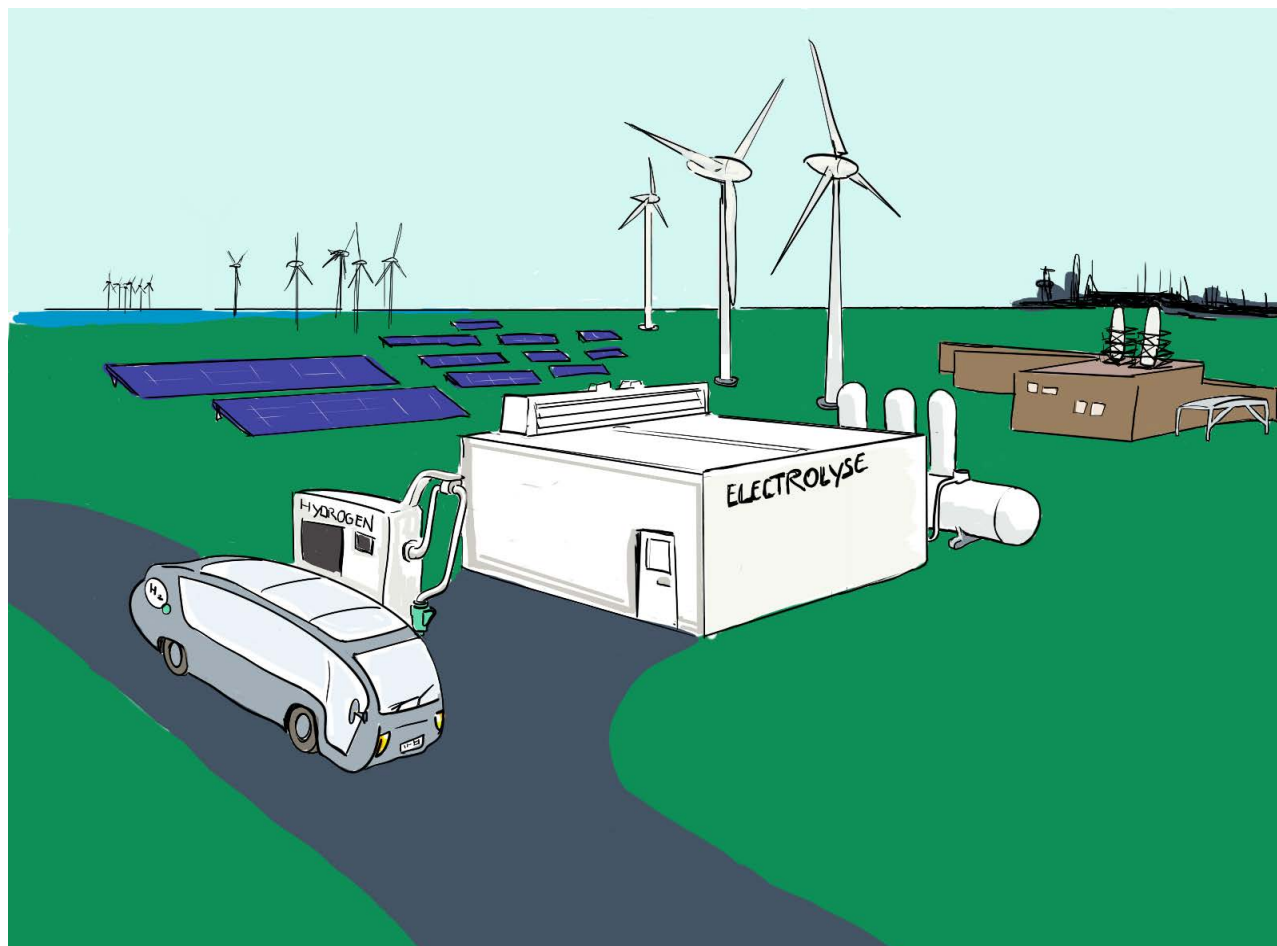
Enpuls

DNV GL doc. nr: OGNL.165711 Enpuls

Datum: 29 november 2018

In samenwerking met:

TNO innovation
for life



Klantgegevens

Klantnaam:	Enpuls
Klantadres:	Orthen 63, 5231 XP 's-Hertogenbosch
Contactpersoon:	Alexander Savelkoul

DNV GL bedrijfsgegevens

DNV GL Juridische Entiteit:	DNV GL Netherlands B.V.
DNV GL Organisatie Unit:	Oil & Gas
DNV GL Adres:	9704 CA GRONINGEN
DNV GL Telefoon:	+31 (0)50 7009700

DNV GL doc. Nr.:	OGNL.165711 Enpuls
Projectnummer	10116188

Over dit document

Titel:	Marktpotentie groene waterstof productiefaciliteiten
Datum eerste uitgave:	29 november 2018
Afbeelding voorpagina:	R. de Kler (TNO)

Disclaimer

Copyright © 2018, DNV GL Netherlands B.V., Arnhem, Nederland. Alle rechten voorbehouden.

Het is verboden om dit document op enige manier te wijzigen, het opsplitsen in delen daarbij inbegrepen. In geval van afwijkingen tussen een elektronische versie (bijvoorbeeld een PDF bestand) en de originele door DNV GL verstrekte papieren versie, prevaleert laatstgenoemde.

DNV GL Netherlands B.V. en/of de met haar gelieerde maatschappijen zijn niet aansprakelijk voor enige directe, indirecte, bijkomstige of gevolgschade ontstaan door of bij het gebruik van de informatie of gegevens uit dit document, of door de onmogelijkheid die informatie of gegevens te gebruiken.

DNV GL Netherlands B.V.

Gemaakt door:

Aliene van der Veen (DNV GL)
Albert van den Noort (DNV GL)
Karin Kranenburg-Bruinsma (TNO)

Goedgekeurd door:

Johan Knijp (DNV GL)

Inhoudsopgave

1	INLEIDING.....	3
1.1	Doel van de studie	3
1.2	Aanpak	4
2	MARKTPOTENTIE VAN WATERSTOF IN DE ENERGIETRANSITIE	5
2.1	Toekomstige vraag naar waterstof	5
2.2	Invloed op energievoorziening in Nederland	7
2.3	Kosten kentallen compressie, transport en opslag	9
3	ROL VAN GROENE WATERSTOF IN FLEXIBILITEITSDIENSTEN	13
3.1	Systeemdiensten DSO	13
3.2	Systeemdiensten TSO	15
3.3	Systeemdiensten programmaverantwoordelijke partijen	20
3.4	Value stacking	21
4	CASES.....	22
5	CASE 1: AGRARISCHE GEBIED	23
5.1	Beschrijving case	23
5.2	Baten uit verkoop waterstof	27
5.3	Baten uit systeemdiensten	27
6	CASE 2: GROOTSCHALIG PV (MIDDENSPANNING)	32
6.1	Beschrijving case	32
6.2	Baten uit verkoop waterstof	33
6.3	Baten uit systeemdiensten	34
7	CASE 3: ENERGIEHUB	37
7.1	Beschrijving case	37
7.2	Baten uit verkoop waterstof	39
7.3	Baten uit systeemdiensten	39
8	CASE 4: INDUSTRIECLUSTER.....	40
8.1	Beschrijving van de case	40
8.2	Baten uit verkoop waterstof	41
8.3	Baten uit systeemdiensten	41
9	CONCLUSIE	43
10	REFERENTIES.....	44
11	BIJLAGE A: BEREKENING COMPRESSIEKOSTEN.....	45

1 INLEIDING

Nederland is volop bezig haar energiesysteem te verduurzamen. In deze energietransitie zullen opwek door duurzame energiebronnen, efficiënt gebruik van energie en een switch naar gebruik van schone energie het huidige fossiele systeem gaan vervangen. De netbeheerder speelt hierin een belangrijke rol. Door slim gebruik te maken van de aanwezig infrastructuur van zowel gas en elektriciteit kan zij ervoor zorgen dat schaalbare oplossingen worden ontwikkeld die de energietransitie versnellen.

De ontwikkelingen op het gebied van (groene) waterstof hebben de laatste jaren een vlucht genomen. In de meeste recente energie scenario verkenning speelt waterstof een belangrijke rol. Als gevolg hiervan is een routekaart ontwikkeld waarin de rol van waterstof centraal staat [1]. Groene waterstof, in het bijzonder als het wordt verkregen middels elektrolyse, kan enerzijds als groene brandstof of grondstof worden ingezet en anderzijds een flexibiliteitsdienst voor het elektrische systeem leveren.

Vooraf bij de inpassingen van (grootschalige) duurzame energiebronnen in het systeem zal de regionale netbeheerder in toenemende mate maatregelen moeten nemen om ervoor te blijven zorgen dat de distributie van energie op een betrouwbare, duurzame en betaalbare wijze in stand blijft. Flexibiliteit kan daarin een steeds grotere rol spelen als alternatief voor het simpelweg verzwaren van het netwerk, wat tot hoge maatschappelijke kosten kan leiden. Enpuls, als onderdeel van Enexis, wenst daarom inzicht te krijgen in de mogelijkheden die waterstof en dan met name de groene waterstofproducent daarin kan spelen.

1.1 Doel van de studie

Enpuls wil meer inzicht verkrijgen in de marktpotentie van groene waterstof(technologie) en met een businessmodel de rol voor de regionale netbeheerder bepalen voor maatschappelijk verantwoord netbeheer. Enpuls heeft DNV GL en TNO gevraagd om dit inzicht te geven in het businessmodel voor groene-waterstof productie om maatschappelijk verantwoord netbeheer uit te kunnen voeren in energie producerende gebieden.

Om tot antwoord op deze vraag te komen heeft Enpuls een de studie in een drietal modules opgedeeld. Module 1 beschrijft de verschillende technologieën om groene waterstof te produceren en geeft inzicht in de kosten van deze productiefaciliteiten.

De doelstelling van module 2 is het beschrijven van de marktpotentie is voor groene waterstofproductiefaciliteiten in situaties waar deze faciliteiten kunnen meehelpen aan maatschappelijk verantwoord netbeheer. In deze marktpotentie worden verschillende elementen onderkend die waarde kunnen toevoegen aan de waterstofproducent. Enerzijds de waarde van de geproduceerde groene waterstof in verschillende sectoren en anderzijds de toegevoegde waarde van de producent door het leveren van flexibiliteitsdiensten aan netbeheerders. De doelstelling van module 2 is om inzicht te geven deze verschillende componenten.

Om tot een sluitend business model te komen worden de elementen uit module 1 en module 2 samengevoegd in module 3. In deze module zal de interactie en mogelijke contractvormen verder worden uitgewerkt die leiden tot een business model dat enerzijds recht doet aan de producent en anderzijds de netbeheerder ondersteund om maatschappelijk verantwoord haar net te opereren.



1.2 Aanpak

De marktpotentie voor groene waterstofproducenten wordt beschreven in deze rapportages in aantal stappen. Allereerst wordt in hoofdstuk 2 de marktpotentie van waterstof in de energietransitie kort toegelicht uitgaande van de eerdergenoemde routekaart en de visie van de Nederlandse netbeheerders. Hierbij wordt vooral gefocust op aspecten die voor zowel de producent als de netbeheerder van belang zijn. Tevens wordt in dit hoofdstuk een aantal kosten kentallen gegeven voor transport, opslag en compressie, die van belang zijn voor de verdere uitwerking in de rest van de studie. Vervolgens wordt in hoofdstuk 3 een overzicht gegeven van de verschillende flexibiliteitsdiensten voor netbeheerders waarin de waterstofproducent een rol kan spelen. Om dit verder inzichtelijk te maken is in overleg met Enpuls een viertal typische cases gedefinieerd, zoals beschreven in hoofdstuk 4. In de vier daaropvolgende hoofdstukken worden deze cases verder uitgewerkt en worden de verschillende componenten die waarde toevoegen beschreven.

De lezer wordt erop attendeert dat de rapportage van module 2 in deze studie in combinatie met de rapportage van module 3 gelezen dient te worden. Het onderhavige document beschrijft de verschillende componenten. De samenhang tussen de componenten wordt verder uitdiept worden in de rapportage module 3.

2 MARKTPOTENTIE VAN WATERSTOF IN DE ENERGIETRANSITIE

2.1 Toekomstige vraag naar waterstof

In de verschuiving van fossiele energiebronnen naar duurzame energiebronnen zoals zonne- en windenergie speelt de elektrificatie een toenemende rol in de verschillende sectoren. In de mobiliteit is bijvoorbeeld de elektrische auto bezig aan een sterke opmars, terwijl in de bebouwde omgeving elektrische verwarming met bijvoorbeeld warmtepompen als belangrijk alternatief voor het gebruik van aardgas wordt gezien. Deze transitie in eindgebruik geeft de nodige uitdagingen in de productie en het transport van de energie. Zonne- en windenergie zijn niet altijd gelijktijdig met de vraag voorhanden en een shift naar een 'all electric' systeem zou de nodige verzwaring van het elektriciteitsnet vergen. Er is daarom een toenemende vraag naar flexibiliteit.

In de afgelopen jaren is de interesse in waterstof als energiedrager in de transitie naar een duurzaam energiesysteem sterk toegenomen. Moleculen zoals waterstof maken een systeemintegratie nodig tussen het elektriciteits- en gassysteem. Waterstof kan namelijk een aantal functies vervullen, zowel als grondstof als brandstof.

Op dit moment wordt waterstof in Nederland vooral gebruikt als grondstof in de chemische industrie. Verreweg de meeste waterstof wordt gebruikt voor de productie van ammoniak ten behoeve van de kunstmestindustrie. Daarnaast wordt waterstof gebruikt voor de productie van methanol, een grondstof voor verschillende chemische producten en in de raffinagesector. Deze waterstof wordt veelal geproduceerd door het reformen van aardgas ('steam methane reforming'). Het gaat hierbij om grote volumes: ongeveer 110 PJ/jaar (of 30.5 TWh/jaar) in Nederland [2].

Een alternatieve manier om waterstof te produceren is via de elektrolyse van water. Deze technologie biedt een flexibele conversie van elektriciteit naar gas. Met toekomstige grote uitbreiding van de productiecapaciteit van zon en wind kan elektrolyse een belangrijke systeemrol vervullen. Door de relatief eenvoudige manier van grootschalig en langdurige opslag van gas ten opzichte van elektriciteit kan waterstof de inpassing van duurzame bronnen mogelijk maken. Daarnaast kan, door gebruik te maken van de bestaande gasinfrastructuur, een verzwaring van het elektriciteitsnet beperkt worden.

De uit elektrolyse geproduceerde groene waterstof kan worden ingezet in een aantal sectoren:

1. In de chemie ter vervanging van (huidige) 'grijze' waterstof als grondstof en als grondstof voor nieuwe duurzame chemische producten en duurzame brandstoffen voor bijvoorbeeld de luchtvaart.
2. In de vergroening van de mobiliteitssector waarbij elektrische voertuigen worden gevoed uit brandstofcellen.
3. In de (hoge temperatuur) verwarming ter vervanging van aardgas. Bijvoorbeeld in hoge-temperatuur processen in de industrie maar mogelijk ook als lage-temperatuur warmtelevering aan warmtenetten en de bebouwde omgeving.
4. In de elektriciteitsproductie als duurzame brandstof in flexibele gascentrales of WKK's. Met name de balancering van het elektriciteitsnet met CO₂ vrije brandstoffen zal met toenemende inpassing van zon en wind van groot belang worden.

In haar Contouren van een Routekaart Waterstof [1] schetst de TKI Nieuw Gas een indicatieve inschatting van de vraag naar waterstof in bovengenoemde sectoren, samengevat in Tabel 1. Deze potentiële vraag naar waterstof wordt nog niet gespecificeerd over de jaren.

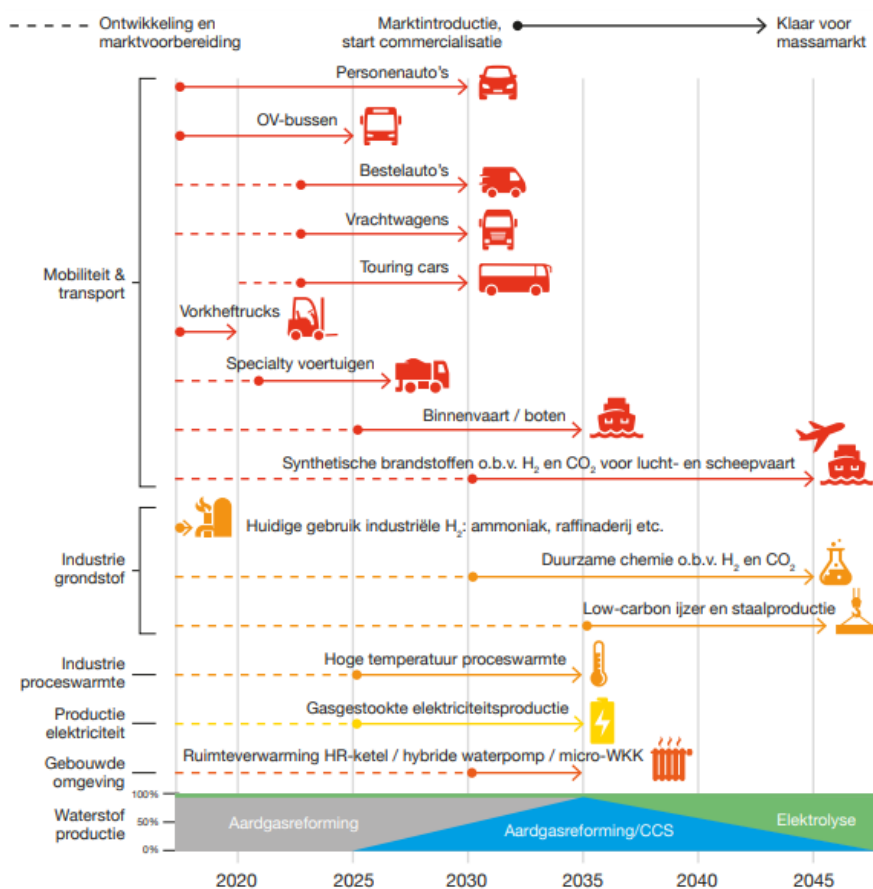
Tabel 1 Overzicht indicatieve waterstofvraag per functionaliteit [1]

Functionaliteit	Waterstofvraag (PJ/jaar)	Indicatie vraagprijs (€ / kg H ₂)	huidige waterstof
Hogetemperatuurverwarming:			
- Niet-energetisch gebruik (grondstof)	50	1-1.5	
- Proceswarmte	100		
- Duurzame chemie	480		
- Duurzame brandstoffen	700		
- Staalproductie	20		
Mobiliteit en transport	125	~5	
Kracht en Licht	115	~1-1.5	
Lagetemperatuurverwarming	100	~1-1.5	
Totaal	1690		

Uit deze inschatting blijkt dat er een significante potentie voor waterstof is. Ter vergelijking, het huidige (2015) totale energieverbruik in Nederland is 3051 PJ, waarvan 1203 PJ aardgas. Hoe de ontwikkeling van de huidige waterstof vraag van 110 PJ naar de in de tabel weergegeven vraag zal groeien is vooralsnog ongewis en afhankelijk van een aantal factoren van zowel technisch, economisch, regulatorisch als maatschappelijk aard. Zo zal bijvoorbeeld de productie van waterstof middels elektrolyse economisch aantrekkelijker worden als de kostprijs lager wordt door opschaling van de elektrolyser capaciteit (zie module 1). Ook maatschappelijke acceptatie van waterstof als brandstof voor lage temperatuur verwarming in de bebouwde omgeving spelen hierin mee.

In de eerdergenoemde Routekaart Waterstof wordt een overzicht gegeven van de fasering van de verschillende toepassingen van waterstof in de tijd. Deze is weergegeven in Figuur 1. Hierbij wordt duidelijk dat naast de toepassing van waterstof als grondstof, nagenoeg alle toepassingen nog een nadere ontwikkeling en marktvoorbereiding vergen en dat vanaf ongeveer 2025 de marktintroductie kan gaan starten. Daarnaast is het goed om op te merken dat de grootschalige productie in de bovengenoemde volumes van waterstof uit elektrolyse vanaf 2035 wordt voorzien, voorafgaand door de productie van 'blauwe' waterstof uit fossiele bronnen in combinatie met CCS.

Op de korte termijn is dus vooral een markt te verwachten in de bestaande chemische industrie en in de mobiliteitssector (vooral OV-bussen). Om deze route te kunnen bewandelen is het wel van belang dat er ervaring opgedaan wordt met de productie en het gebruik van waterstof in demonstratieprojecten. Deze projecten worden nu volop ontwikkeld, zie bijvoorbeeld [3].



Figuur 1 Fasering waterstoftoepassingen [1]

2.2 Invloed op energievoorziening in Nederland

In haar rapport "Net van de Toekomst" [4] schetst Netbeheer Nederland een aantal scenario's voor de toekomstige energievoorziening in Nederland. In elk van de scenario's speelt waterstof een rol. Per scenario wordt hieronder aangegeven wat de rol van waterstof in relatie tot de regionale netbeheerder zal zijn. In de keuze van de vier use cases in deze studie wordt getracht een mix te maken tussen de verschillende scenario's uit het "Net van de toekomst" in combinatie met verschillende eindgebruikers markten zoals hierboven geschetst.

Regie Nationaal

In het 'Regie Nationaal' scenario wordt uitgegaan van een strakke regie vanuit de nationale overheid op de energietransitie. Het Rijk stuurt op centrale en decentrale zon en wind projecten en maakt grote projecten mogelijk die bijdragen aan autonomie van de Nederlandse energievoorziening. In dit scenario speelt waterstof een rol in de mobiliteit, in de industrie en in de bebouwde omgeving middels hybride warmtepompen. Een transportnet voor waterstof, in combinatie met opslag in cavernes maakt een waterstofeconomie mogelijk. Daarbij zal elektrolyse aangesloten op het HS- en MS-net voor groene waterstof gaan zorgen.

Regie Regionaal

Dit scenario gaat uit van een actieve burger die veel lokale regie op zich neemt. De (lokale) politiek stuurt op regionale zelfvoorziening. Het scenario resulteert in een hoger aandeel PV, veel warmtenetten en all-electric oplossingen. Waterstof speelt een rol in zwaarder vervoer en in de industrie voor grondstof

en hoge temperatuurverwarming. Er wordt geen distributienet voor waterstof voorzien, waardoor waterstof ook geen rol speelt in de bebouwde omgeving. Waterstof wordt geproduceerd door elektrolyse op alle spanningsniveaus in het net.

Internationaal

Het Internationale scenario gaat uit van sterke focus op internationale handel van energie. Nederland hoeft in dit scenario niet zelfvoorzienend te zijn. Wel is er een focus op de positie van de Nederlandse energiehandel door een sturing op een innovatieve economie. Voor waterstof wordt vooral een rol gezien in de mobiliteit, industrie en bebouwde omgeving. Waterstof wordt, naast productie uit geïmporteerde biomassa en in beperkte mate uit elektrolyse, vooral geïmporteed uit het buitenland. In dit scenario wordt een beperkte productie van duurzame elektriciteit in Nederland voorzien.

Generieke sturing

Het Generieke-sturing scenario voorziet een transitie in kleine stapjes, waarbij bedrijven en burgers zelf het initiatief nemen en energie verhandeld wordt op een vrije markt. De overheid stuurt in dit scenario niet, maar gebruikt eerlijke, transparante stuurmiddelen zoals bijvoorbeeld een CO₂ belasting. In het Generieke sturing scenario speelt waterstof, naast een beperkt gebruik in de mobiliteit nagenoeg geen rol. De gebruikte waterstof wordt vooral geïmporteed en getransporteerd via een nationaal transportsysteem. Een regionaal waterstofnet wordt niet voorzien, noch een rol voor elektrolyse.

Samenvattend geeft Figuur 2 een overzicht van de vier scenario's. Waterstof zal in elk scenario een rol gaan spelen in de mobiliteit en als grondstof in de industrie. Over de rol van waterstof in de bebouwde omgeving verschillen de scenario's.

Functie	Regie Regionaal	Regie Nationaal	Internationaal	Generieke sturing
Kracht en Licht 	25% besparing basisvraag door zuiniger apparaten. Daarnaast een sterke elektrificatie industrie.		25% besparing door zuiniger apparaten	25% besparing door zuiniger apparaten
Lage temperatuur warmte* 	Veel warmtenetten en all-electric (Beperkingen op groen gas, geen H ₂ -distributie) Besparing 23%	Veel hybride warmtepompen op H ₂ (en groen gas) (Beperkingen op groen gas) Besparing 16%	Veel hybride warmtepompen op groen gas en waterstof (milde beperkingen op groen gas) Besparing 12%	Mix van individuele opties (geen groot collectief, geen andere beperkingen) Besparing 17%
Hoge temperatuur & feedstock industrie** 	Circulaire industrie en ambitieuze procesinnovatie: 60% besparing 55% elektrificatie CO ₂ -emissie -97%		Biomassa-gebaseerde industrie en CCS: 55% besparing; 35% biomassa; 14% elektrificatie; CO ₂ -emissie -95%	Geleidelijke ontwikkeling, business as usual en CCS: 20% besparing 12% elektrificatie CO ₂ -emissie -85%
Personen vervoer 	100% elektrisch	75% elektrisch 25% H ₂ -brandstofcel	50% elektrisch 25% groen gas 25% H ₂	50% elektrisch; 25% groen gas; 25% H ₂
Goederen vervoer 	50% groen gas; 50% H ₂		25% biobrandstof; 25% groen gas; 50% H ₂	
Hernieuwbare opwek in NL 	84 GW zon 16 GW wind op land 26 GW wind op zee	34 GW zon 14 GW wind land 53 GW wind zee	16 GW zon 5 GW wind land 6 GW wind zee	18 GW zon 5 GW wind land 5 GW wind zee
Conversie en opslag in NL 	75 GW elektrolyse 60 GW accu-opslag 9 bcm gasbuffer	60 GW elektrolyse 50 GW accu-opslag 11 bcm gasbuffer	2 GW elektrolyse 5 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer	0 GW elektrolyse 2 GW accu-opslag 10 bcm gasbuffer

* Uitkomsten kosteneffectieve opties met het CEGIOA-model doorgerekend.

** Toekomstbeelden voor de industrie van het Wuppertal Instituut.

Figuur 2 Overzicht energiescenario's "Net van de Toekomst" [4]

2.3 Kosten kentallen compressie, transport en opslag

In deze studie kijken we naar waterstofproductiefaciliteiten die geplaatst worden op een vanuit netbeheer bekeken optimale plek. Dit zijn dikwijls plaatsen waarbij grote duurzame energieprojecten (zon of wind) worden ingepast in het net en waarbij de productiefaciliteit kan ondersteunen in het vermijden van extra netverzwaring. De afnemers van de waterstof, zoals de mobiliteitssector en industrie liggen veelal op andere plaatsen. De waterstof zal dan ook vaak over een aantal kilometers getransporteerd moeten worden. Hierbij worden twee manieren om de waterstof van de waterstofproductiefaciliteit naar de afnemer van waterstof te brengen beschouwd:

- Transport via een waterstofnet
- Transport via de weg

In beide gevallen zal ook per afnemer moeten worden gekeken naar 1) de druk waarop de waterstof bij de afnemer moet worden afgeleverd en 2) de grootte van de benodigde opslag.

2.3.1 Compressie

Voor het op druk brengen van waterstof wordt er gezien de lage dichtheid van waterstof en de beoogde hogedrukken (700 bar in FCEV) veelal gebruikgemaakt van zuigercompressoren. Vooral bij waterstoftoepassing in de mobiliteit is weinig tot geen verontreiniging van het gas gewenst waardoor waterstofcompressoren vaak worden uitgevoerd als diafragmacompressor. Hierbij wordt contact tussen het gas en compressorsmeermiddel vermeden. Vooral bij toepassing met (intermitterende) duurzame energie is het daarnaast belangrijk dat de compressor een variabele capaciteit heeft. Deze aspecten zijn van invloed op de kosten voor compressie, maar nog belangrijker is de capaciteit, de inlaat- en uitlaatdruk. Deze zijn van grote invloed op de kosten voor compressie en zullen sterk verschillen per use case.

Onderstaande tabel geeft een aantal kenmerkende getallen voor een aantal use cases. De kosteninschatting voor het op druk brengen van de waterstof kan worden bepaald met behulp van het rekenmodel beschreven in [5]. Dit model is afhankelijk van de capaciteit van het systeem en de in- en uitlaatdruk en wordt verder toegelicht in bijlage A. Het elektriciteitsgebruik voor compressie is bepaald op basis van [6]. Aanname is dat het elektriciteitsverbruik recht evenredig is met de drukverhouding tussen invoer (P_{in}) en uitvoer (P_{uit}).

Tabel 2 Kentallen voor compressoren

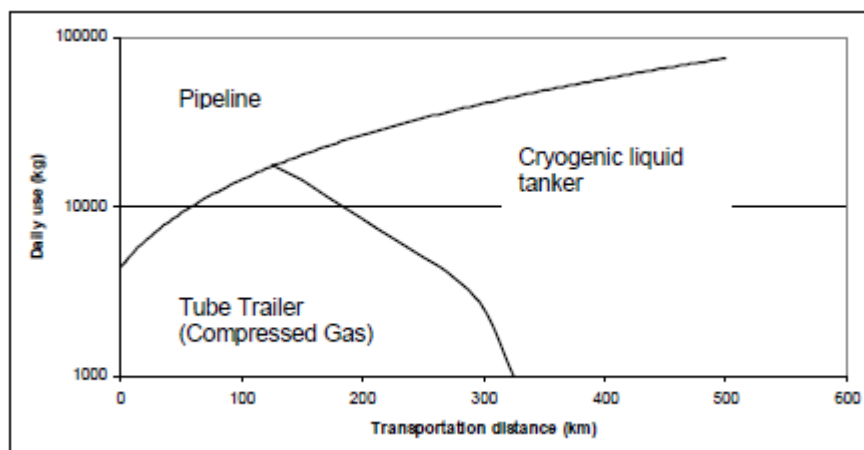
Capaciteit	Flow (kg/h)	P_{in} (bar)	P_{uit} (bar)	Compressie CAPEX (€/kg/h)	Energie (kWh/kg)
1 MW	20	30	60	7,250	1.26
			500	15,776	2.06
20 MW	400	30	60	2,618	1.26
			500	5,697	2.06
100 MW	2000	30	60	1,515	1.26
			500	3,296	2.06

2.3.2 Transport

Er zijn diverse mogelijkheden om waterstof via een waterstofnet of de weg te transporteren. Voor beide opties (waterstofnet en via de weg) worden de kosten van transport en opslag per case gekwantificeerd aan de hand van een aantal aannames die hieronder verder worden toegelicht. Het optimaliseren van opslag en transportmiddelen, bijvoorbeeld door te kiezen voor andere types of groottes, wordt niet

meegenomen in deze studie; er wordt aangenomen dat het verschil in kosten bij optimalisatie niet kritisch is voor de business case.

De keuze voor transport via een net of via de weg is hoofdzakelijk afhankelijk van de afstand en de te transporteren hoeveelheden. In [7] wordt hiervoor een grove inschatting gemaakt. Figuur 3 laat de kantelpunten zien tussen transport per leiding en over de weg, gasvormig dan wel vloeibaar. Op basis van deze inschatting kan geconcludeerd worden dat voor afstanden tot maximaal 300 km en volumes onder ~3000 kg/dag transport over de weg onder druk, de meest logische oplossing lijkt. Bij grotere dagelijkse hoeveelheden zijn pijpleidingen het meest kosteneffectief.



Figuur 3 Richtlijnen voor verschillende waterstoftransport mogelijkheden [7]

2.3.3 Waterstofnet

Optie 1: invoeden c.q. gebruik maken van het gasnet

Op dit moment zijn de mogelijkheden voor het mengen van waterstof met aardgas beperkt. Deze beperking komt zowel door de wettelijke eisen aan aardgaskwaliteit als de mogelijkheden van bestaande eindgebruikersapparatuur. Voor H-gas mag er volgens de regeling gaskwaliteit maximaal 0.02 mol% waterstof worden bijgemengd. Voor G-gas is dit ook 0.02 mol% in het hogedruk en regionale transportnetwerk (HTL- en RTL-netwerk) en 0.5 mol% in het distributienet (RNB net). Eindgebruikersapparatuur kan mogelijk hogere waterstofconcentraties aan. Er zijn veldtesten geweest waarin nieuwe huishoudelijke verwarmingsapparatuur zijn gevoed met een waterstof-aardgasmengsel tot 20%, maar er zal per eindgebruiker moeten worden nagegaan wat de maximaal toelaatbare waterstofconcentratie is.

Over het algemeen vindt invoeden in de eerste instantie plaats op het RNB net, zoals wordt gedaan met biogas, aangezien dit veelal de meest kosten efficiënte oplossing is. Hier is de druk het laagst (4-8 bar) en zijn kortere overbruggingsafstanden te verwachten. Het volume waterstof wat kan worden ingevoerd is afhankelijk van de hoeveelheid aardgas die op het moment van invoeden al door het net stroomt. Vooral in landelijke gebieden of in warmere periodes is de aardgas capaciteit laag en dus de mogelijkheid tot invoeden van waterstof beperkt. Bij (te) grote hoeveelheden waterstof kan er ook voor gekozen worden om in te voeden op het transportnetwerk waar het waterstof op 40-60 bar moet worden ingevoerd, wat extra compressiekosten met zich mee brengt.

Bij het invoeden op het aardgasnet wordt het waterstof vermengd met het aardgas en wordt de link tussen waterstof producent en waterstof afnemer enigszins verbroken. Voor de afzet van het waterstof worden er daarom alleen kosten gemaakt voor de aansluiting op het aardgasnetwerk. Een groot nadeel

bij het invoeden op het aardgasnetwerk is de relatief lage prijs (prijs van aardgas) die voor het waterstof wordt ontvangen, ervanuit gaand dat het mengsel zal moeten concurreren met aardgasprijzen.

Daarnaast is, na bijmenging, het waterstof/aardgas mengsel uitsluitend geschikt voor verbrandingsdoeleinden. Om de waterstof later te kunnen gebruiken in brandstofcellen zal het weer gescheiden moeten worden van het aardgas. Voor de toepassing van waterstof in de mobiliteit (FCEV) is het transport middels bijmengen minder geschikt. Voor het toepassen van waterstof als grondstof in de chemische industrie zijn over het algemeen de kwaliteitseisen minder streng dan voor brandstofcellen maar zal nog steeds een hoog percentage (~90%) waterstof gewenst zijn.

Optie 2: aanleggen/ombouwen van een waterstofnet

Transport van (nagenoeg) zuiver waterstof door pijpleidingen is mogelijk in zowel bestaande als nieuw te bouwen pijpleidingen. Bestaande zuiver waterstof transportsystemen voor de industrie zijn op dit moment operationeel in de regio Zeeland/Rotterdam (Air Liquide en Air Products). Het ombouwen van bestaande aardgasleidingen naar waterstof lijkt in principe technisch haalbaar [8] [9]. Voor nieuwbouw leidingen worden de volgende aannames gedaan omtrent de kosten:

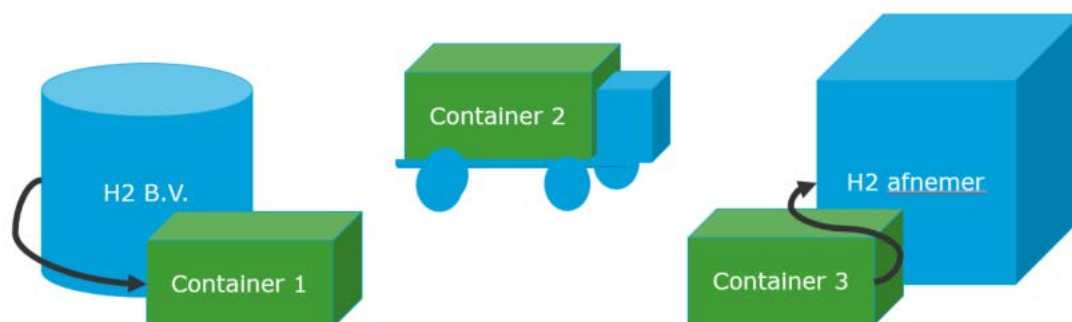
- CAPEX: 0.3-1.0 M€/km, afhankelijk van het tracé (buitengebied/stedelijk gebied/kunstwerken/diameter)

2.3.4 Transport via de weg

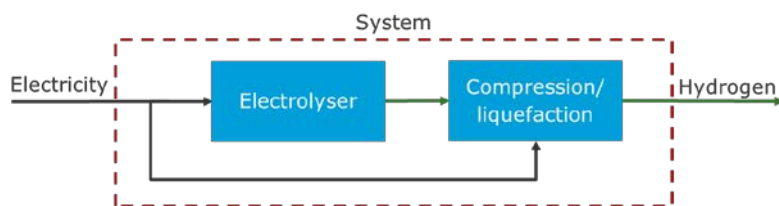
In een situatie waar een waterstofproductiefaciliteit waterstof transporteert via de weg zijn de volgende elementen noodzakelijk:

- Het inhuren van een truck met chauffeur.
- Het opslaan van waterstof bij de waterstofproductiefaciliteit.
- Het opslaan van waterstof tijdens het transporteren.
- Het opslaan van waterstof bij de afnemer.

In de cases verderop in deze studie, wordt uitgegaan van de mogelijk om gebruik te maken van een swap-systeem; hierdoor hoeft de waterstof slechts één keer in een opslagcontainer en slechts één keer uit de opslagcontainer te worden gepompt. Het op druk brengen van de waterstof voor een specifieke toepassing is onderdeel van het nabewerkingsproces en wordt meegenomen in de efficiëntie van het productieproces (zie Figuur 4 en toelichting in Module 1). Zie Figuur 4 voor een illustratie van het swap-systeem.



Figuur 4 Transport van waterstof via de weg waarbij gebruik wordt gemaakt van een swap-systeem. Een container wordt gevuld bij de waterstofproductiefaciliteit (H2 B.V.), vervoerd op een truck en geleegd bij een waterstofafnemer.



Figuur 5 Systeemaafbakening van een elektrolyser- en compressorsysteem

Het swap-systeem vereist dat er minimaal drie containers zijn: er staat altijd een container bij de producent en bij de afnemer en er is er een vrij om te transporteren. Er wordt aangenomen dat de tijd om een container aan te sluiten bij de producent of afnemer verwaarloosbaar is in het hele systeem en daarmee geen impact heeft op de productiecapaciteit van de producent of de afnamecapaciteit van de afnemer.

Gegeven deze aannames kunnen een aantal kosten van opslag en transport worden geïdentificeerd:

- Kosten van het inhuren van de truck met chauffeur:
Aanname: 1.40 EUR per kilometer per truck (container) op basis van 0.70 €/km¹, een uurtarief van 34 EUR inclusief btw voor een vrachtwagenchauffeur² en een gemiddelde snelheid van 50 km/uur.
- Kosten voor aanschaf van de drie opslagcontainers.

Er wordt aangenomen dat de verliezen, anders dan compressie, verwaarloosbaar zijn. Tussen productie en eindgebruik zal het waterstof op gewenste druk moeten worden gebracht en opgeslagen in de tube-trailer. Bij de eindgebruiker zal er opnieuw compressie nodig zijn aangezien de druk in de tube-trailer afneemt naarmate hij wordt geleegd. Om op de gewenste druk te kunnen blijven leveren is ook hier een compressiestap nodig. Aanname is dat het dubbel meerekenen van compressie voldoende is om dit te simuleren; in de werkelijkheid zal dit iets afwijken³.

2.3.5 Opslag

Opslag van waterstof zal, in de beoogde situaties in deze studie, voornamelijk onder druk plaatst vinden in tanks. Voor opslagtanks, gemaakt van staal, zoals ook toegepast in tube trailers worden de volgende kentallen aangenomen:

- Grootte typische tubetrailer: 300 kg bij 200-250 bar.
- CAPEX: 200-300 €/kg H₂ (tot 300 kg) [10]

¹ <http://edepot.wur.nl/158975>

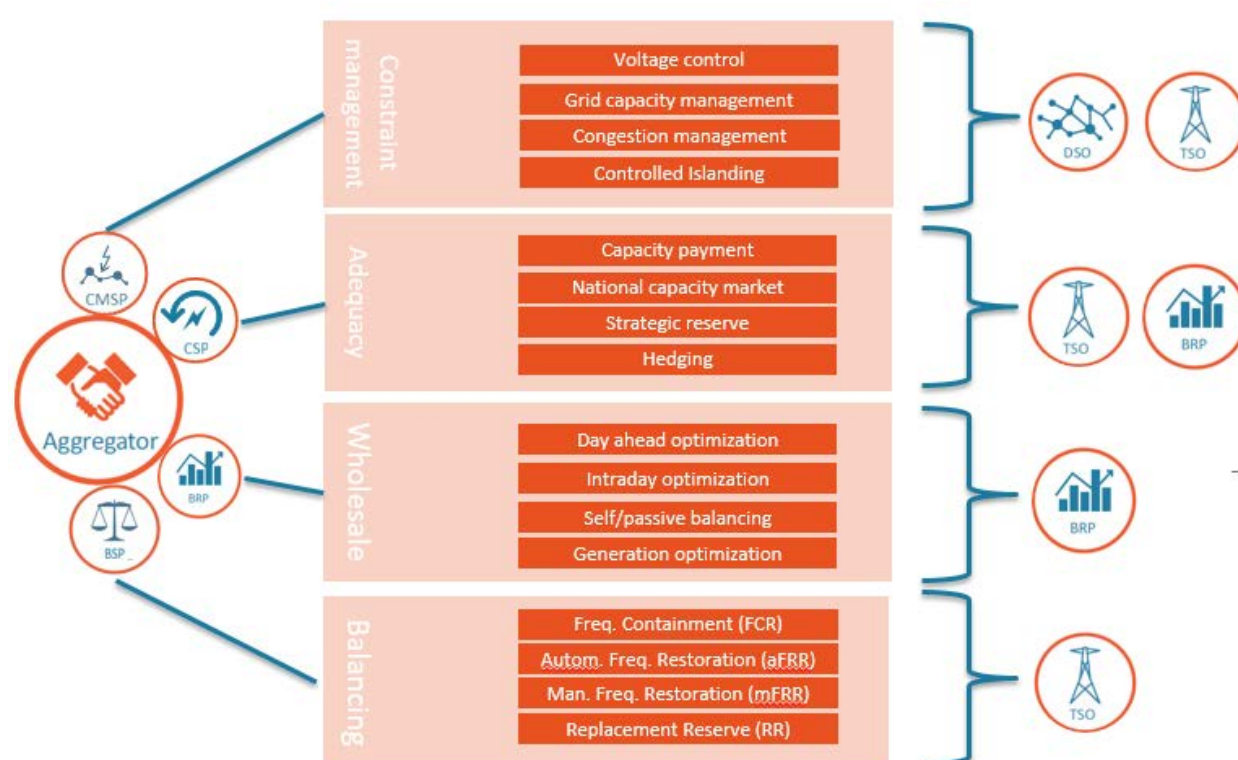
² <https://www.mijnzzp.nl/Beroep/608-Vrachtwagenchauffeur/Salaris-en-tarief>

³ Bij het legen van de tube-trailer neemt de druk geleidelijk af wat er voor zorgt dat de compressor met een grote range aan inlaatdrukken te maken krijgt. Dit zorgt voor een iets complexere en daarmee ook duurdere uitvoering van de compressor in vergelijking met een gelijkblijvende inlaatdruk. Door de tube-trailer tot atmosferische druk leeg te pompen wordt er optimaal gebruik gemaakt van de opslagcapaciteit. Dit gaat wel ten koste van een duurdere compressor en in de praktijk zal hier een optimale balans moeten worden gezocht.

3 ROL VAN GROENE WATERSTOF IN FLEXIBILITEITSDIENSTEN

De flexibiliteit van de elektrolyser kan als dienst worden aangeboden aan verschillende flexibiliteitsafnemers (Flexibility Requesting Parties). Volgens het USEF-rollenmodel [11] worden er drie flexibiliteitsafnemers onderscheiden: de transmissienetbeheerder (TSO), de distributienetbeheer (DSO) en de programmaverantwoordelijke (BRP). De waterstofproductiefaciliteit kan deze diensten zelf direct aanbieden aan de flexibiliteitsafnemers of de diensten aanbieden via een aggregator.

Figuur 6 toont de verschillende diensten die aangeboden kunnen worden aan de verschillende flexibiliteitsafnemers. In het vervolg van dit hoofdstuk wordt per flexibiliteitsafnemer besproken welke van deze diensten relevant zijn voor een elektrolyser en wordt de waarde van deze diensten gekwantificeerd.



Figuur 6 USEF Flexibility Value Chain beschrijft hoe de Aggregator flexibiliteit levert aan DSO, TSO en BRP (programmaverantwoordelijke) door zelf een rol aan te nemen als of te leveren aan een Balance Service Provider, Capacity Service Provider, Constraint Management Service Provider of Balance Responsible Party.

3.1 Systeemdiensten DSO

Toename van belasting op delen van het distributienet door de groei van wind, zon-PV en elektrificatie wordt onder de huidige wet- en regelgeving voorkomen door netverzwaring en congestiemanagement. Flexibiliteit wordt gezien als een alternatief, maar er is nog geen wet- en regelgeving voor.

In lijn met het afwegingskader zoals gepresenteerd door de werkgroep 'Verzwaren tenzij' [12] is in deze studie gekeken naar de inzet van de waterstofproductiefaciliteit in congestiemanagement (flexibiliteit als een optie in een congestiemanagement oplossing) en capaciteitsmanagement (flexibiliteit als een alternatief voor netverzwaring).



De flexibiliteitsdienst controlled islanding staat minder in de belangstelling in Nederland en wordt daarom niet meegenomen in deze studie. Voltage control kan gebruik worden bij veel invoeding van zonnestroom: de spanning in het net kan dan te hoog worden, waardoor de energie niet ingevoerd kan worden. De zonnestroomproducent zal hierdoor minder kunnen produceren. Voor het netwerk is er beperkte invloed. Door extra belasting achter de aansluiting te plaatsen, bijvoorbeeld met een elektrolyser, kan de spanning naar beneden gebracht worden kan meer zonnestroom benut worden. Voltage control kan ook gebruikt worden zodat de netbeheerder geen automatisch tap-changers hoeft te installeren om veiligheid van het net te garanderen. Hier zit mogelijk ook waarde in. De waarde van een voltage controldienst is echter lastig te kwantificeren (zowel in volume als prijs) en wordt daarom in deze studie niet meegenomen.

3.1.1 Flexibiliteit als alternatief voor verzwaring (capaciteitsmanagement) en congestiemanagement

Indien de capaciteit op het congestiepunt wordt overschreden door te veel vraag of te veel teruglevering, zal de netbeheerder een keuze moeten maken uit de volgende alternatieven:

- Verzwaren of congestiemanagement, waarbij congestiemanagement mag worden ingezet indien het probleem niet anders op te lossen is en tijdelijk is: er staat bijvoorbeeld al een verzwaring gepland.
- Flexibiliteit inzetten, waarbij we in deze studie twee verschillende opties onderscheiden:
 - o Een flexibiliteitsmarkt waarin de waterstofproductiefaciliteit kan meebieden.
 - o Een bilateraal contract met de waterstofproductiefaciliteit

In beide situaties kan er ook sprake zijn van een activatievergoeding in MWh, een beschikbaarheidsvergoeding per MW/tijdseenheid of een combinatie van beide. In gebieden met onvoldoende flexibiliteitsassets is een beschikbaarheidsvergoeding waarschijnlijk noodzakelijk, zodat de netbeheerder zich kan verzekeren van beschikbaarheid van flexibiliteit.

In beide situaties wordt aangenomen dat de redispatchverantwoordelijkheid bij de aanbieder van de flexibiliteitsdienst ligt: dit betekent dat de programmaverantwoordelijke van de flexibiliteitsaanbieder verantwoordelijk is voor eventuele onbalans ontstaan in het portfolio door het activeren van flexibiliteit. De activatievergoeding van de distributienetbeheerder moet dan ook worden gezien als een extra compensatie bovenop de elektriciteitsprijs. De flexibiliteitsaanbieder (of zijn programmaverantwoordelijke) zal zijn activatie nog wel moeten 'kopen' of evt. 'verkopen' voor de dan geldende marktprijs (day-ahead of intraday).

Tenslotte kan een waterstofproducent ook impliciet helpen om het probleem op te lossen; bijvoorbeeld

- Door te kiezen voor een kleinere aansluiting voor het zonnepark omdat er een elektrolyser wordt aangesloten achter de meter. Dit kan leidt additioneel ook tot een belastingvoordeel voor opwekker en waterstofproducent vanwege zelf-consumptie.
- Door 'toevallig' te produceren op de juiste momenten; bijvoorbeeld omdat de waterstoffaciliteit een leveringssafpraak heeft met de duurzame opwekkers in het gebied of omdat de elektriciteitsprijzen correleren met congestie in het gebied.

De netbeheerder kan de inzet van impliciete flexibiliteit stimuleren door het geven van incentives. Dit wordt verder toegelicht in Module 3.

3.1.2 Waardebepaling van flexibiliteit

In deze studie wordt de afweging 'verzwaren of inzetten flex' onderzocht aan de hand van cases waarin een of meerdere (potentiele) congestiepunten voorkomen; bottlenecks door beperkte capaciteit van kabels en transformatoren. Voor deze congestiepunten wordt voor de jaren 2018-2038 vraag en aanbod van elektriciteit op het congestiepunt per uur gesimuleerd. Hieruit volgt een belastingduurkromme voor het congestiepunt welke inzicht geeft in het aantal uren per jaar waarop een bepaalde belasting en dus congestie plaatsvindt bij wel/niet verzwaren.

De kosten die de netbeheerder voor het leveren van flexibiliteitsdiensten moet betalen worden allereerst bepaald door de prijs die de netbeheerder moet betalen voor het alternatief: de verzwaring. Daarnaast zal ook worden gekeken naar de kosten van het alternatief afschakelen. Dit alternatief heeft als bijkomende nadeel dat duurzame energie niet wordt benut, dit wordt ook meegenomen in de afweging.

Ook wordt gekeken naar de kosten van alternatieven met inzetten van flexibiliteit. Daarvoor zal een inschatting worden gemaakt flexibele assets in het gebied die kunnen concurreren met de elektrolyser. Beschikbaarheid van andere flexibele assets heeft voornamelijk een gevolg voor de beschikbaarheidsvergoeding van de elektrolyser.

De variatie van de activatievergoeding wordt voornamelijk bepaald door de elektriciteitsprijs: immers activatie van flexibiliteit zal vanwege de redispatchverantwoordelijkheid in het portfolio van de balansverantwoordelijke moeten worden gecompenseerd. De correlatie tussen congestie in het gebied en de elektriciteitsprijs wordt daarom gezien als een bepalende factor. Voor kleine hoeveelheden zal deze impact beperkt zijn⁴.

3.2 Systeemdiensten TSO

Relevante systeemdiensten voor de TSO zijn in Nederland FCR, aFRR en mFRR. Constraint management, adequacy en de balancing service RR uit de USEF Flexibility Value Chain komen niet voor in Nederland en worden daarom niet meegenomen in deze studie.

3.2.1 Frequency containment reserve (FCR)

Frequency containment reserve (FCR) is het reserve-product dat als eerste geactiveerd wordt bij een onbalans. Het kan geleverd worden door conventionele centrales die aan staan en door nieuwe technologieën zoals batterijen en vliegwielen. De TSO koopt FCR-capaciteit in middels een wekelijkse veilingen voorafgaande aan de periode van levering. De vergoeding is een capaciteitsvergoeding; er is geen aanvullende vergoeding voor de geleverde energie. De FCR-markt is 'pay-as-bid': indien een FCR-capaciteitsbieding van een marktpartij door de TSO geaccepteerd wordt, dan krijgt hij wat hij ervoor vraagt.

Een waterstofproducent kan deze dienst zelfstandig aanbieden mits hij een groot regelbaar vermogen heeft (> 1MW) en kan voldoen aan de technische en administratieve vereisten. Een daarvan is dat het mogelijk is om dubbelzijdige te regelen. Een alternatief is dat de waterstofproducent deze dienst aanbiedt via een aggregator die de elektrolyser opneemt in zijn regelpool. In dit geval hoeft de elektrolyser zelf niet aan de vereisten te voldoen mits de pool dat wel kan. Dit is vooralsnog niet mogelijk in Nederland. De elektrolyser zal ook kosten maken bij beschikbaar stellen van vermogen ten behoeve van FCR. Allereerst zijn deze kosten afhankelijk van het aantal activaties en de duur van deze activaties. Deze kosten zijn voor thuisbatterijen ingeschat op 1 EUR/MW/uur [13]. Daarnaast zijn er ook nog bijkomende kosten aan de ICT-systemen voor het doen van biedingen en het communiceren met de

⁴ Veel kleine assets die in dezelfde richting flexibiliteit gaan activeren kunnen wel een groot effect hebben op het portfolio.

TSO. Deze kosten worden voor de JEM-pilot ingeschat op 100 EUR/MW. Indien de beheerder van de elektrolyser al een dergelijk systeem heeft kunnen deze kosten mogelijk iets lager uitvallen.

Momenteel wordt de FCR-capaciteitsprijs vooral bepaald door de biedingen van conventionele centrales. De conventionele centrales hebben toegenomen marginale kosten en lopen inkomsten van bijvoorbeeld de spotmarkt mis indien ze FCR-capaciteit leveren: deze additionele kosten moeten met de vergoeding voor FCR-capaciteit gecompenseerd worden. Er zijn ook andere technologieën zoals batterijen actief op de FCR-markt: de kosten daarvan zijn voornamelijk levensduur-kosten door de cycles die ze maken bij leveren van FCR-capaciteit, en niet de misgelopen inkomsten op de spotmarkt.

De afgelopen vier jaar laat een dalende trend van de prijs van FCR-capaciteit voor de Nederlandse markt. Een reden hiervoor is dat de markt competitiever wordt: er komen meer spelers in een land en ook is de FCR-markt is van steeds meer landen aan elkaar gekoppeld.

Omdat het FCR-aanbod van conventionele centrales momenteel prijsbepalend is (en hun kosten deels voortkomen uit verlies van inkomsten op de spotmarkt) wordt er voor deze studie gekeken naar een relatie tussen de FCR-prijs en de spotmarktprijs. Uit deze analyse blijkt dat er sinds de 2e helft 2016 een bijna constante verhouding is tussen de FCR-prijs (€/MW per week) en de week-gemiddelde spotprijs voor die periode (€/MWh) rond de factor 65 ligt. Ook het verloop van de FCR-prijs door het jaar heen vertoont veelal gelijke kenmerken als het verloop van de week-gemiddelde spotprijs.

Er zijn twee verschillende ontwikkelingen richting de toekomst. Enerzijds een ander FCR-marktontwerp, anderzijds een prominentere rol van batterijen (zowel standalone als in elektrisch vervoer).

Het nieuwe FCR-marktontwerp dat nu ter goedkeuring ligt, bevat twee grote wijzigingen. De eerste is de wijziging van pay-as-bid naar marginal pricing. Daarbij ontvangt iedereen dezelfde prijs, namelijk die van duurste geaccepteerde bod. Ten tweede wordt het week-product omgezet naar een dagproduct (vanaf November 2018) en vanaf 2020 naar een 4-uurlijks product.

- De aanpassing van pay-as-bid naar marginal pricing zal in onze verwachting niet tot grote verandering van de prijs zorgen: de gemiddelde en de hoogste bieding liggen reeds dicht bij elkaar. Deze ontwikkeling zal dan ook weinig invloed hebben op business case voor waterstofproducenten die FCR gaan aanbieden.
- De aanpassing van de duur van het product zal ertoe leiden dat meer partijen zullen deelnemen in de FCR-veilingen, bijvoorbeeld portfolio's van gascentrales die voorheen niet konden deelnemen omdat de centrales in het weekend uitstonden. Ook zullen waterstofproducenten hierdoor gemakkelijker kunnen deelnemen aan de markt: levering van FCR per vier uur valt beter in te passen in productieschema's van elektrolyzers die ook op marktprijzen reageren. Door de grotere competitie is het aannemelijk dat de prijs zal dalen. Bovendien, zal de prijs voor het 4-uurproduct meer volatiliteit vertonen dan het huidige week-product. Echter, zolang conventionele eenheden prijsbepalend blijven, zal er een verband zijn tussen de FCR-prijs en spotprijs, maar dan bijvoorbeeld met een lagere factor (in verband met meer competitie) en gelinkt zijn aan bijvoorbeeld een 4-uurgemiddelde in plaats van een weekgemiddelde. Een lage prijs zal FCR-levering voor elektrolyzers minder interessant maken, zeker als de marktprijzen voor elektriciteit ook laag zijn: de elektrolyser zal op veel uren op vollast gaan draaien.

Een prominentere rol van bijvoorbeeld batterijen (standalone en van elektrische auto's) kunnen de conventionele centrales, maar ook elektrolyzers uit de FCR-markt verdringen. Voor een batterij is de minimale biedprijs ongeveer 1500 €/MW per week [14]. Daardoor zou bij een FCR-markt die volledig uit

batterijen bestaan, de prijs naar de 1500 €/MW per week kunnen dalen. Verdere innovaties in batterij-technologie zouden tot zelfs lagere prijzen kunnen leiden. Een batterij in EV heeft nauwelijks levensduurverlies van FCR omdat levensduur vooral door rij- en laadgedrag beïnvloed wordt, daardoor zou een EV voor bijna 0 €/MW kunnen aanbieden.

In verband met de onzekerheid in mogelijke ontwikkelingen worden in deze studie de volgende drie FCR-prijsscenario's meegenomen:

- Het prijsniveau van de markt blijft zoals die nu is: FCR-prijs (€/MW per week) = 65 * gemiddelde spotprijs; En vanaf 2020: FCR-prijs (€/MW per 4-uur) = 0.39 * 4-uurgemiddelde spotprijs.
- Het prijsniveau daalt door toename van batterij technologie naar 1500 €/MW per week (oftewel 36 €/MW per 4-uur) tussen 2025 en 2030.
- Door toename in elektrisch vervoer verdwijnt de FCR-markt vanaf 2030 .

3.2.2 Regel en reservevermogen (aFRR en passief regelen)

De elektrolyser kan op twee manieren flexibiliteit inzetten ten behoeve van regel- en reservevermogen. De eerste optie is actief inbieden van vermogen, de tweede optie is passief regelen. In dat laatste geval zal de elektrolyser de onbalansprijs moeten proberen te voorspellen op basis van informatie verstrekt door de TSO: indien de elektrolyser regelt wordt hij beloond dan wel afgestraft op basis van de dan geldende onbalansprijs. Het goed voorspellen van de onbalansprijs is complex waarmee het inbieden op deze marktrisico's voor de waterstofproducent met zich mee brengt.

De onbalansprijs wordt per kwartier afgeleid van de prijs voor het regelen om de systeemontbalans te reduceren. De prijs van het regelen is afhankelijk van de benodigde regelinspanning ter reductie van de onbalans en de prijs van de geselecteerde regelbiedingen die de markt aanbiedt aan TenneT [15].

De prijs van regel- en reservevermogen wordt ten behoeve van deze studie voor de jaren 2025 en 2035 voorspeld aan de hand van een simulatie op basis van een aantal versimpelde aannames:

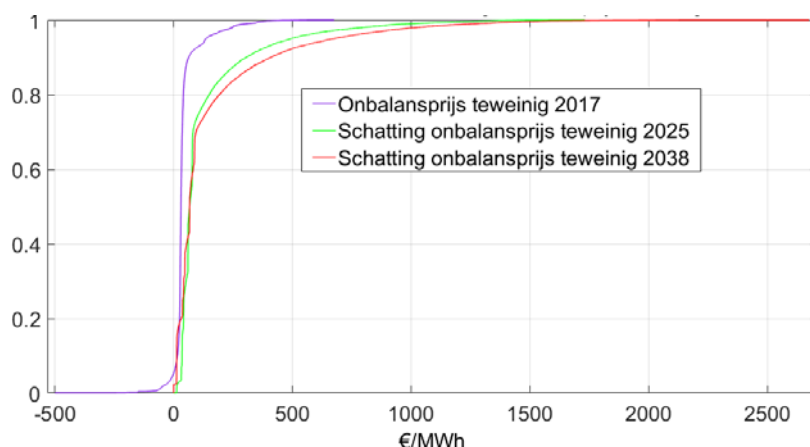
- Voorspelfouten van wind en zon gaan een meer en meer dominante rol spelen in de totale onbalans van Nederland in 2025 en 2035. In het model worden voorspelfouten van windvermogen op basis van een voorspelhorizon van 4 uur vooraf meegenomen als hoofdbron van onbalans. De voorspelfouten van zon worden niet meegenomen in het versimpelde model vanwege de aanname dat regel- en reserveprijzen (anders dan de dagprijzen) in mindere mate bepaald worden door zon.
- Binnen 24 uur wordt door programmaverantwoordelijke partijen veel verhandeld via intraday markten of via eigen portfoliomanagement, om de voorspelfouten 24 uur vooraf van wind vermogen zoveel mogelijk te reduceren.
- De huidige regel- en onbalansprijs-systeem van TenneT wordt aangenomen als blijvend voor de beschouwde periode. Daarnaast blijft passief regelen aanwezig.

In de berekening wordt data voor één jaar windrealisatie en een voorspelling op 15 minuten resolutie toegepast. Hierbij is realistische meetdata meegenomen en een voorspelmethode van ECN toegepast voor windsnelheden op hubhoogte en voor geplande windparklocaties. De data wordt geschaald op de windvermogensscenario zoals aangegeven in het Frontiers rapport [16]: 11.89 GW in 2025 en 16.09 GW in 2038. Een check van de onbalans met de huidige situatie is gemaakt (2017: 4257 MW aan on- en offshore windvermogen is geïnstalleerd).

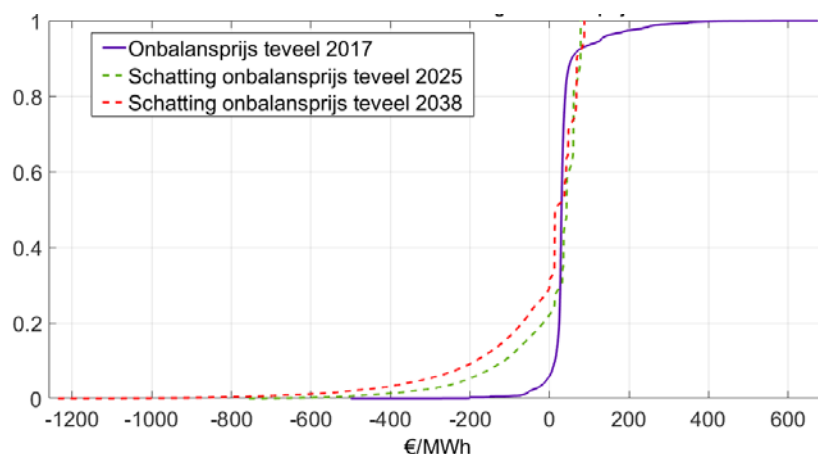
De onbalansgrootte is getuned voor de scenario's 2025 en 2035. Dit vormt de invoer voor een model dat het regel- en reservevermogen simuleert. Het regelsignaal uit dit model wordt vervolgens aan een biedprijsmodel gegeven waarmee de regelprijzen worden bepaald. Bij de keuze van de biedprijzen, welke per uur veranderen, is rekening gehouden met:

- De grotere benodigde hoeveelheid regelvermogen.
- De merit order keuze in de biedladder: voor 2025 en 2038 is nagegaan welk type productie, inclusief opslag van EV's, aan zouden kunnen bieden voor regelvermogen met geschatte kosten. Ook is de residuele belasting bepaald (dit is de belasting -duurzaam variërend vermogen). Als de residuele belasting relatief laag is, dan zijn er nog veel conventionele eenheden in bedrijf en is hun aandeel als regelvermogen relatief groot tegen een geschatte prijs.

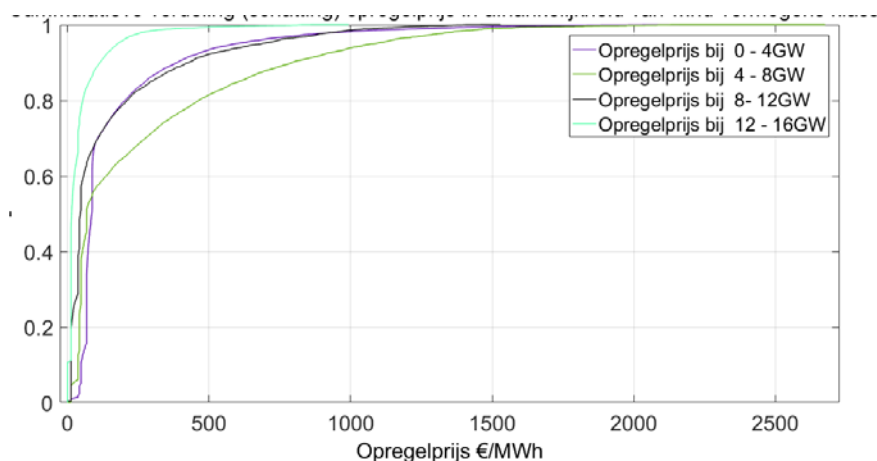
De resultaten worden Figuur 7 tot en met Figuur 10 getoond in de vorm van een cumulatieve curve voor de verwachte opregel- en afregelprijs. De prijzen zijn met name afhankelijk van de hoeveelheid wind die wordt ingevoerd in het net. Windvermogens in vollast hebben minder effect op de onbalans vanwege begrenzing op het rated vermogen. In het gebied 800-1200 GW worden met name gunstige afregelprijzen verwacht in 2025 al maar vooral in 2035. Voor de waterstofproducent betekent dit dat het met name aantrekkelijk is om op deze momenten afregelvermogen te bieden of eventueel opregelvermogen. Het aantal PTUs met veel wind productie (>8 GW) is in 2025 20% en in 2035 30%.



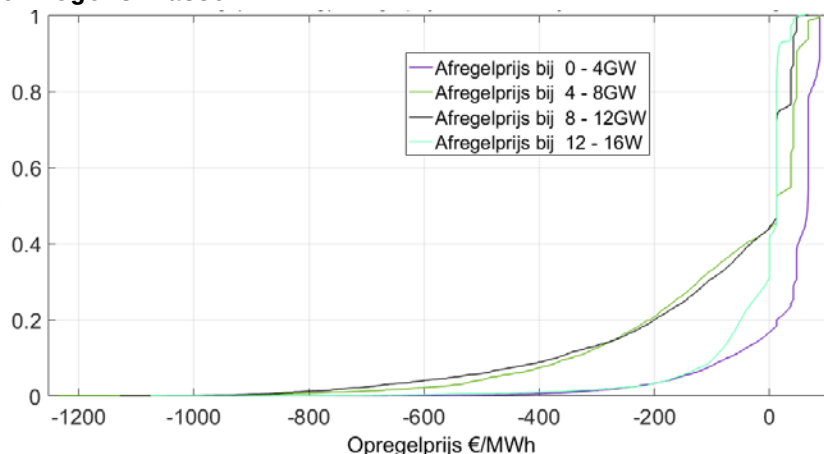
Figuur 7 Cumulatieve dichtheidsverdeling onbalansprijs te weinig



Figuur 8 Cumulatieve dichtheidsverdeling onbalansprijs te veel



Figuur 9 Cumulatieve verdeling (schatting) opregelprijs in afhankelijkheid van windvermogens klasse

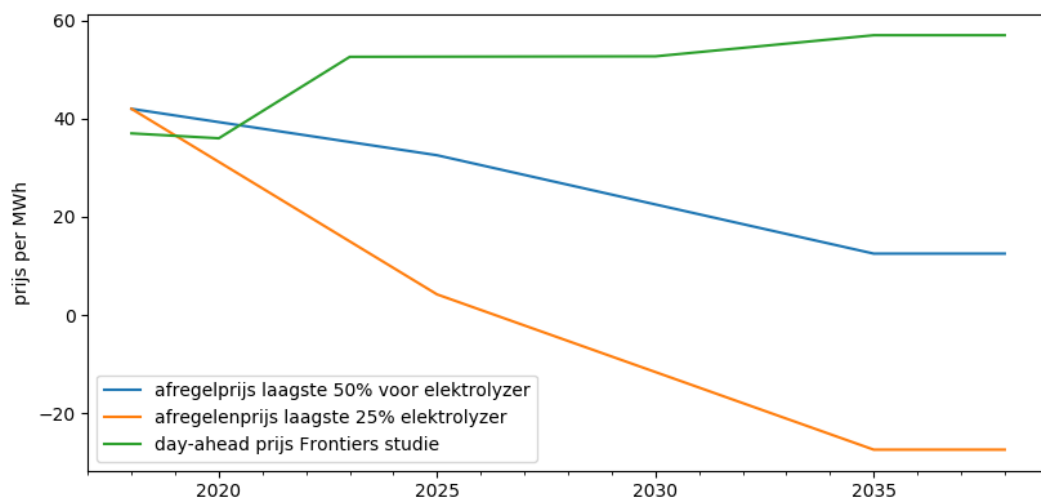


Figuur 10 Cumulatieve verdeling (schatting) afregelprijs in afhankelijkheid van windvermogens klasse

Of de waterstofproducent aFRR kan aanbieden of passief kan regelen hangt af van de geplande productie. Gezien de geplande productie afhankelijk is van de day-aheadprijs en de verdeling van flexibiliteitsvraag voor regel- en reservevermogen is het nodig voor de bepaling van de waarde van deze dienst om te kijken naar de gelijktijdigheid van hoge/lage regel/reserve-prijzen en hoge/lage day-ahead prijzen.

Het is onzeker en riskant, met name voor passief regelen, of de elektrolyser in staat zal zijn de waarde van flexibiliteit op deze markt te kunnen valoriseren. In module 3 van deze studie zal de waarde daar waar mogelijk worden meegenomen op basis van de volgende aannames gedaan:

- Op momenten dat het windvermogen boven de 8 GW ligt, zal de elektrolyser op 50% van de PTUs aFRR inbieden of passief afregelen. Op basis van de simulatieresultaten wordt aangenomen dat dit over alle jaren gaat om ongeveer 850 uren per jaar. De aanname is dat de waterstofproducent day-ahead kan inschatten of dit het geval is en op de juiste 50% momenten inbiedt of regelt. In deze gevallen zal de elektrolyser niet inbieden op de day-ahead markt.
- De elektrolyser zal gemiddeld de waarde valoriseren die gelijk is aan de prijs op het 50% interval van alle momenten waarop er met meer dan 8 GW aan capaciteit wind wordt geproduceerd.



Figuur 11 Prijzen voor onbalansregeling ten opzichte van de day ahead prijs

3.2.3 Noodvermogen (mFRR)

Noodvermogen wordt ingezet door de TSO als regel- en reservevermogen onvoldoende zijn om de balans in het elektriciteitsnet te herstellen. Noodvermogen moet beschikbaar zijn in 30 minuten en kan in pools via een aggregator worden aangeboden.

Noodvermogen wordt per kwartaal gecontracteerd via een tender. De beschikbaarheidsvergoeding varieert en wordt bepaald in een tender. Voor deze studie wordt aangenomen dat deze vergoeding ongeveer 8000/MW/jaar is⁵. Bij activatie is de vergoeding minimaal 200 EUR/MWh vermeerderd met de APX-prijs voor opregelen of de APX-prijs minus 250 EUR/MWh voor afregelen.

De waterstofproducent zal afregelvermogen kunnen bieden op momenten dat de hij produceert en opregelvermogen op momenten dat hij niet produceert. Via de pool is het mogelijk om dit te variëren. Noodvermogen wordt echter weinig afgeroepen: in 2017 eenmaal voor afregelen en 34 keer voor opregelen. Vanwege de weinige afroepen zal met name de vergoeding voor beschikbaarheid interessant zijn, echter is de beschikbaarheidsverplichting wel een belemmering voor het meedoen in FCR en aFRR en onbalansmarkt. Ook kan het een belemmering zijn voor het reageren op APX-prijzen, maar deels kan daar een oplossing gevonden worden in overleg met de aggregator. Het is per situatie afhankelijk of meedoen in de mFRR interessant kan zijn voor de waterstofproducent. Per case wordt dit verder uitgewerkt.

3.3 Systeemdiensten programmaverantwoordelijke partijen

Flexibiliteitsdiensten kunnen ook geleverd worden aan een programmaverantwoordelijke als hedgings- of balanceringsinstrument. De waterstofproductiefaciliteit kan binnen het bestaande marktmodel alleen flexibiliteit leveren aan de eigen programmaverantwoordelijke, maar via de eigen programmaverantwoordelijke kan natuurlijk wel gehandeld worden met andere programmaverantwoordelijken.

In deze studie wordt ervanuit gegaan dat de waterstofproducent zal produceren op basis van de marktprijzen. Dit betekent dat de waterstofproducent een prikkel heeft om te optimaliseren naar

⁵ De tenderresultaten zijn in Nederland niet openbaar. Inschatting voor deze studie is gedaan op basis van de Franse markt https://clients.rte-france.com/lang/an/visiteurs/vie/reserve_ajustement.jsp en informatie van Agro Energy (<https://energymatters.nl/wp-content/uploads/2017/03/5.-Verdiene-aan-Flex-AgroEnergy-Peter-van-den-Berg.pdf>)



marktprijzen. De waarde die een waterstofproductiefaciliteit daarnaast heeft als hedgingsinstrument wordt in deze studie niet gekwantificeerd: de waarde is erg afhankelijk van veranderingen in de markt en wordt daarom ook gewoonlijk niet meegenomen in investeringsbeslissingen, maar kan additioneel een waarde opleveren van enkele procenten van totale kosten inkoop energie.

Daarnaast worden in deze studie de baten van aanbieden regel- en reservevermogen (aFRR) aan te bieden aan de TSO al meegenomen. De baten van de activatie zijn vergelijkbaar met de baten van passief regelen. De waarde die een waterstofproductiefaciliteit heeft als balanceringsinstrument voor passief regelen wordt daarom in deze studie aangenomen gelijk te zijn aan de baten van actieve deelname van regel- en reservevermogen.

3.4 Value stacking

De waarde van systeemdiensten zit vooral in de mogelijkheid om diensten te kunnen stapelen.

- Regionaal netbeheer kan altijd gestapeld worden met een andere systeemdienst en met de elektriciteitsprijs tenzij de netbeheerder je het verbiedt. Er zijn dus combinaties te maken van inkopen van energie voor een lage prijs op de markt en levering flexibiliteit aan de netbeheerder.
- FCR, aFRR en mFRR kun je niet stapelen met elektriciteitsprijs. De aFRR prijs c.q. prijs voor passief regelen kan gezien worden als een alternatieve prijs voor de elektriciteitsprijs, maar om deze te kunnen valoriseren zal het risico moeten worden genomen om energie pas op het laatste moment in te kopen. Hierdoor is stapelen met BRP-diensten en grid capacity management voor de DSO vaak niet mogelijk. FCR en mFRR vragen om exclusieve beschikbaarheid voor de TSO en blokkeren daarmee levering van andere diensten. Uitzondering daarbij is dat FCR en aFRR onderling wel gestapeld kunnen worden. Meer geadvanceerde handelsmechanismen waarbij de producent afwisselend tussen de grid capacity management dienst en aFRR switcht zouden wellicht ook mogelijk zijn, maar worden buiten de analyse gehouden.
- Waarde voor de BRP kan gestapeld worden. Soms zijn er slimme combinaties te maken: stel een BRP vraag de elektrolyser om aan te gaan om ongeplande productie van een zonnepark op een locatie elders in het land te compenseren en tegelijkertijd vraag de netbeheerder om aan te gaan om congestie te voorkomen. In dit geval kan de elektrolyser met één actie twee flexvragen voorzien.

Tenslotte zijn er ook nog waardeproposities voor levering impliciete flexibiliteit voor balancering achter de meter bijvoorbeeld in situaties waar een waterstofproducentiefaciliteit bij een zonnepark wordt geplaatst om te besparen op aansluitings- en transportkosten en/of energiebelasting. Impliciete flexibiliteit speelt ook een rol in de energiehub. Een energiehub optimaliseert de balans van lokale vraag en aanbod van duurzame energie waarbij gebruik gemaakt wordt van verschillende energiedragers (gas, elektriciteit, warmte), conversie en opslag. Een energiehub kan de regionale netbeheerder helpen door flexibiliteitsdiensten te bieden of impliciet te optimaliseren op bijvoorbeeld aansluit- en transportkosten van de energiehub-deelnemers. Op dit moment zijn de mogelijkheden om te optimaliseren binnen een energiehub beperkt, vooral als de deelnemers een eigen fysieke aansluiting hebben. Een uitzondering is de postcoderoosregeling die het voor kleinverbruikers mogelijk maakt om zonne-energie opgewekt in de energiehub te salderen, mits de energiehub zich binnen de postcoderoos bevindt. Deze waardeproposities kunnen niet altijd gestapeld worden: indien er wordt gekozen voor een kleinere aansluiting zal de netbeheerder geen vraag meer hebben naar expliciete flexibiliteit. Ook als er nog wel vraag is (veroorzaakt door andere opwekkers) dan kan de waterstofproductiefaciliteit deze flexibiliteit niet volledig leveren vanwege de te kleine aansluiting.

4 CASES

Om de consequenties voor zowel de waterstofproducent en de mogelijkheden voor de netbeheerder inzichtelijk te maken is in deze studie gekozen om een viertal typische situaties te schetsen. Bij de selectie is getracht zowel de verschillende toepassingen voor het gebruik van de waterstof te gebruiken, als wel te focussen op situaties waarbij de netbeheerder een rol kan spelen. De cases zijn geïnspireerd op bestaande situaties, maar voor deze studie versimpeld om uiteindelijk mogelijke business modellen te onderzoeken. Deze vier situaties worden in de volgende hoofdstukken uitgewerkt:

- Case 1: Agrarisch gebied: een situatie waarbij op een aantal agrarische bedrijven PV geïnstalleerd wordt waarvan de opbrengst niet in lijn is met de lokale vraag. Deze case speelt met name op het laagspanningsnetwerk. Gedurende 550 uur per jaar is de opbrengst van de zonnepanelen groter dan de aanwezige aansluiting op het elektriciteitsnet (477kW). De grootte van de te plaatsen elektrolyser is ongeveer 0.5 MW. Voor de vraag naar waterstof wordt vooral gekeken naar toepassingen in de mobiliteit. Gezien de grootte van de elektrolyser en de te verwachten opbrengst, wordt ervan uitgegaan dat de waterstof over de weg naar de tankstations wordt vervoerd.
- Case 2: Grootschalige PV-parken met nieuwe aansluitingen op het middenspanningsnet, waarbij een verzwaring van dit net noodzakelijk is. De case gaat uit van een 100 MW zonnepark dat geïnstalleerd gaat worden in een gebied met beperkte elektriciteitsvraag. In de case zou het park moeten worden aangesloten op 2 onderstations. Het zonnepark met de aansluiting op slechts één onderstation zal gedurende 280 uur meer produceren dan de maximale capaciteit. Er wordt onderzocht of één van beide stations vervangen kan worden door een 25MW elektrolyser. De geproduceerde waterstof wordt toegepast in de mobiliteit en in de industrie als grondstof.
- Case 3: Energiehub, een bedrijventerrein met decentrale opwek en een aantal distributiecentra en een naburige wijk die van het gas af gaat. De netbeheerder overweegt hier een 'energiehub' waarbij lokaal verschillende energiedragers efficiënt uitgewisseld kunnen worden. Op het bedrijventerrein is nog geen congestieprobleem aanwezig. Er wordt vanuit gegaan dat een distributiecentra gebruik gaat maken van waterstofvoertuigen. Dit in combinatie met een regulier waterstoftankstation voor overige waterstofvoertuigen bepaalt de waterstofvraag in de energiehub. Een toekomstige mogelijke extra toepassing van de waterstof betreft een nabijgelegen woonwijk die op termijn van het aardgas afgeschakeld zal worden. Het gebruik van een 1.25MW elektrolyser in het gebied levert de netbeheerder toekomstige flexibiliteit.
- Case 4: Een industrieel gebied met bestaande vraag en aanbod van waterstof. In het gebied wordt een 20 MW alkaline elektrolyser voorzien. De geproduceerde waterstof wordt gebruikt in de industrie en lokale mobiliteit (busvervoer) en kan per (bestaande) waterstofpijpleiding getransporteerd worden. Het elektriciteitsnet in het gebied is vooralsnog voldoende voor de vraag en het aanbod, er is nog geen congestie.

5 CASE 1: AGRARISCHE GEBIED

Agrariërs kiezen er steeds vaker voor om zelf energie op te wekken; met name zon-PV op de daken van de boerderijen. De productie van elektriciteit uit deze zonnepanelen matcht echter niet goed met het vraagprofiel in landelijk-agrarisch gebied. Dit resulteert in hoge piekbelasting voor teruglevering op het netwerk op zonnige dagen. De business-as-usual oplossing voor hoge piekbelasting is verzwaren van het net. In de case wordt onderzocht of een alternatief gezocht kan worden in het beter afstemmen van vraag en aanbod, met name door het plaatsen van waterstofproductiefaciliteiten. Door waterstof te produceren als de piekbelasting op het net hoger is dan de capaciteit is verzwaren (gedeeltelijk) niet meer noodzakelijk.

Dit hoofdstuk kijkt naar een typische situatie in een landelijk-agrarisch gebied naar de baten van een waterstofproducent die zich daar gaat vestigen. Aan de ene kant wordt de afzetmarkt bekeken: aan wie kan de geproduceerde waterstof worden geleverd en welke transportmiddelen zijn daarvoor nodig om de waterstof naar zijn afnemers te brengen? Aan de andere kant naar de baten die de waterstofproducent kan halen uit het bieden van flexibiliteitsdiensten: welke baten zijn te realiseren uit het leveren van een grid capacity management dienst aan de DSO als alternatief voor verzwaring en kan daarnaast nog meer waarde worden gecreëerd uit het bieden van flexibiliteitsdiensten aan de TSO en BRP? In het business model, beschreven in de derde module van deze studie worden deze waarde componenten aan elkaar gekoppeld en wordt onderzocht onder welke voorwaarden dit kan leiden tot een positieve business case.

5.1 Beschrijving case

In Nederland zijn de landelijk-agrarische gebieden zeer divers: het aantal en type agrarische bedrijven varieert sterk. Om een goed beeld te krijgen van de mogelijkheden voor waterstofproductie in deze gebieden is gekozen voor een 'uiterste situatie' (als het daar niet kan, dan kan het nergens) gekenmerkt door relatief weinig gelijktijdigheid van zon en vraag door

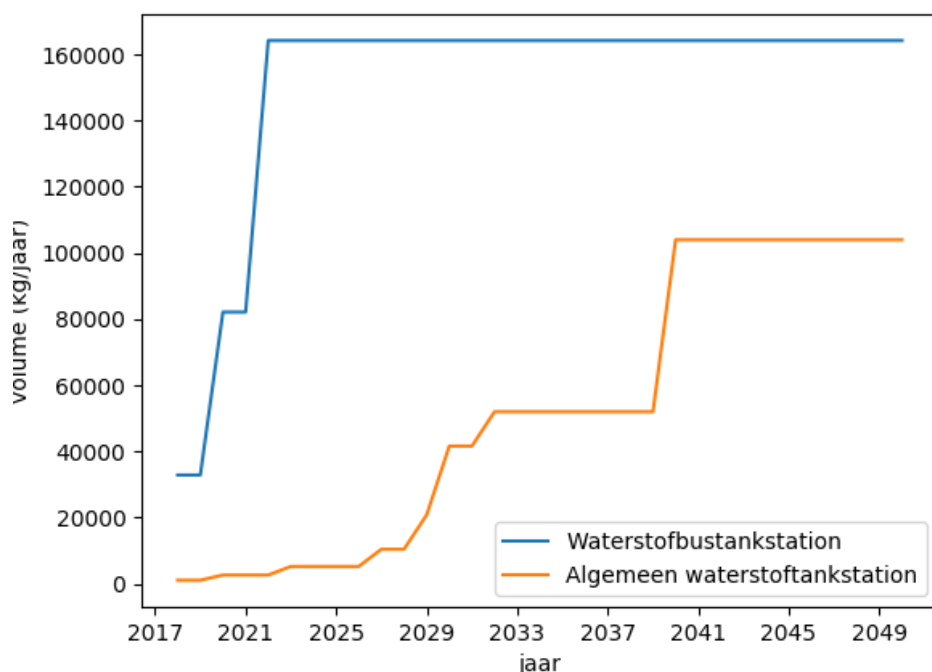
- veel bedrijven van hetzelfde type en dus gelijktijdigheid van vraag,
- een vraagprofiel met typische pieken en dalen en
- zonnepanelen opgesteld in dezelfde richting.

In de case wordt daarom uitgegaan van een landelijk agrarisch gebied met een aantal melkveehouderijen. Op basis van gesprekken met Enexis, gaat deze case ervanuit dat er 15 melkveehouderijen relatief dicht bij elkaar samen de waterstof gaan produceren. Melkveehouderijen hebben een relatief groot dakoppervlak dat in de regel goed geschikt is voor de installatie van zon pv. De oriëntatie van de daken wordt in deze case als ideaal aangenomen. Dat wil zeggen dat ze vooral op het zuiden gericht zijn en daarmee een optimale positie hebben voor maximale PV-opbrengst. Om uiteindelijk een uitspraak te kunnen doen over het business model zijn een aantal aannames gemaakt, die hierna beschreven worden.

5.1.1 Vraag naar waterstof

Zoals eerdergenoemd wordt in deze studie met name vraag naar waterstof voorzien in de (zware) mobiliteit en in de industrie. Het is aannemelijk dat in een agrarisch gebied beperkte afname zal zijn van waterstof. Er wordt daarom vanuit gegaan dat de waterstof geproduceerd in het agrarisch gebied zal worden gebruikt in een nabijgelegen stad, op een afstand van 15km of in een verder gelegen stad op een afstand van 50km. In beide steden wordt een waterstoftankstation voorzien, één voor toekomstige waterstofvoertuigen en één voor waterstofbussen die operationeel zijn op de korte termijn. Figuur 12 geeft een grove eerste indicatie van de vraag naar waterstof aan deze twee tankstations. Voor het

tankstation voor de waterstofbussen wordt uitgegaan van een huidige vraag van een tweetal bussen. Dit aantal wordt uitgebreid naar 10 bussen in de komende periode. De aanname is dat per dag, per bus 45kg waterstof wordt getankt. Voor het andere tankstation wordt eerst uitgegaan van een beperkt aantal voertuigen dat 2 keer per week 5 kg waterstof tankt. Er is een inschatting gemaakt dat dit aantal zal groeien tot 200 in 2040. De aannames voor het waterstoftankstation zijn zijdelings gebaseerd op de in 2018 beschikte subsidies voor waterstoftankstations⁶. Bij een verdere groei van het aantal bussen, dan wel andere waterstofvoertuigen zullen meerder waterstoftankstations in de nabijheid van waterstofproductiefaciliteiten in deze case nodig zijn. Echter voor de case wordt vooralsnog ervanuit gegaan dat de twee installaties voldoende zijn.



Figuur 12 Indicatie waterstofvraag mobiliteit voor de case 'agrarisch gebied'.

5.1.2 Vraag en aanbod van elektriciteit

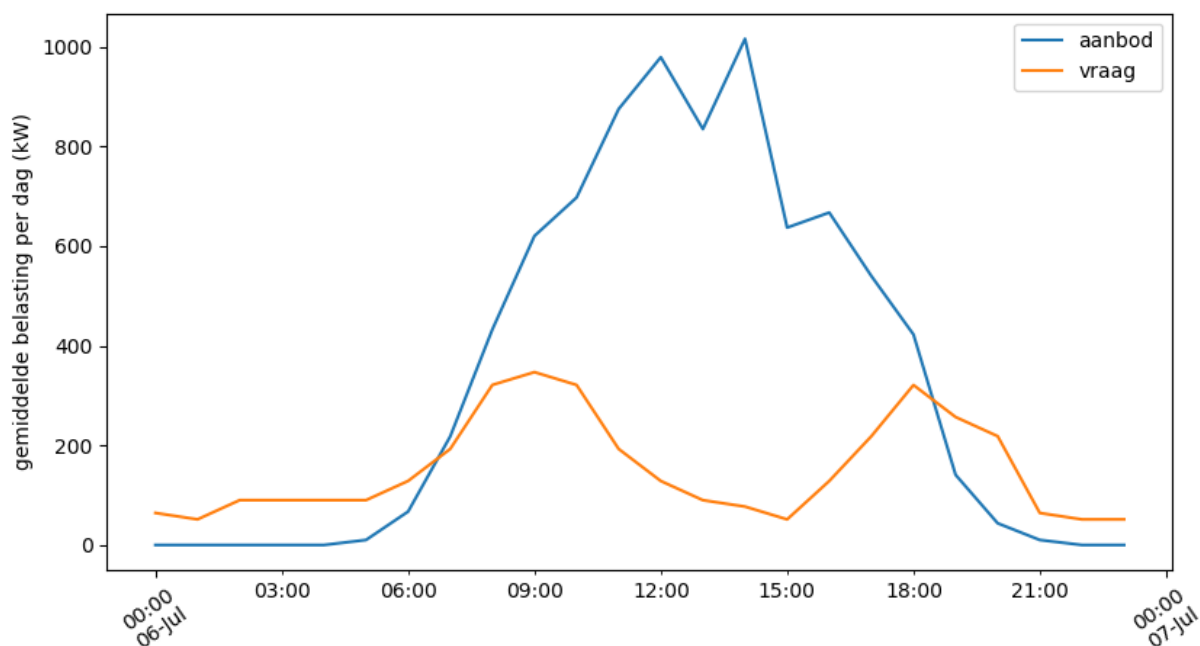
De vraag van elektriciteit in het gebied beschouwd in deze case wordt gekenmerkt door de profielen van 15 agrarische melkveehouderijen. Het vraagprofiel van een melkveehouderij heeft een typische karakteristiek met een vroege ochtend en een late avondpiek⁷ en heeft een jaarverbruik van 80 MWh elektriciteit.

Er wordt aangenomen dat de bedrijven precies genoeg zonnepanelen hebben om te kunnen voorzien in hun eigen jaarverbruik aan elektriciteit. Verder wordt aangenomen dat iedere agrariër de zonnepanelen optimaal kan plaatsen: op het zuiden gericht onder een hoek van 35-40 graden. Het zoninstralingsprofiel

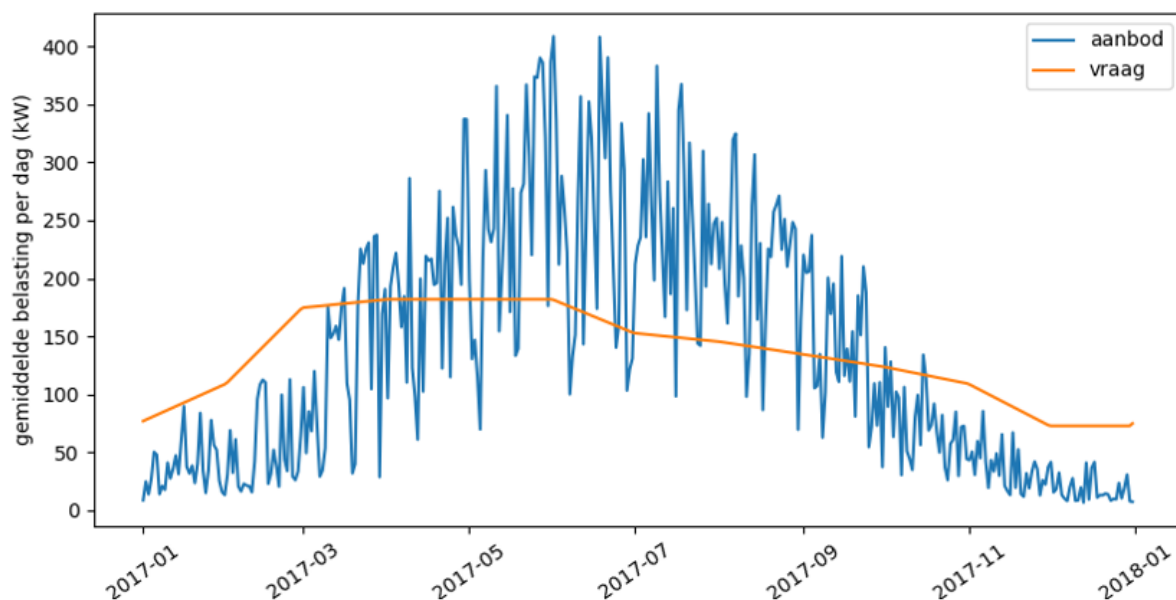
⁶ Zie bijvoorbeeld: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/05/Samenvattingen%20van%20goedgekeurde%20DKT1%20projecten.pdf>

⁷ Profielen gebruikt in deze studie zijn gemaakt met een simpel model gebaseerd op onderzoek door de Universiteit Wageningen naar typische kenmerken van 'dairy farms': <http://edepot.wur.nl/314416>

wordt gemodelleerd aan de hand van de instraling in een plat vlak in 2017 zoals gemeten door het KNMI⁸ en wordt uitgegaan van een efficiency van 0.88 kWh/Wp.



Figuur 13 Voorbeeld dagprofiel vraag en aanbod in de case Agrarisch gebied (Zonnige dag in juli).



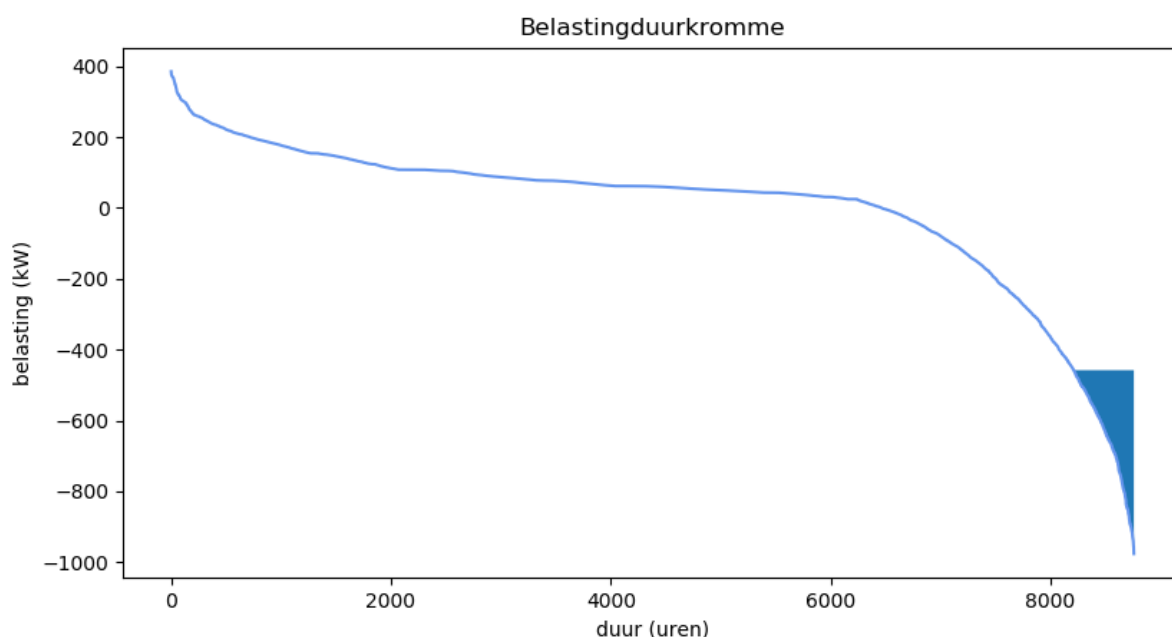
Figuur 14 Voorbeeld jaarprofiel vraag- en aanbod van elektriciteit voor de case Agrarisch gebied.

⁸ <https://projects.knmi.nl/klimatologie/uurgegevens/selectie.cgi>

5.1.3 Infrastructuur

De 15 bedrijven zijn aangesloten op hetzelfde laagspanningsnet met een capaciteit van ongeveer 460 kW. Deze capaciteit van kabels en trafo is berekend op basis van de piekvraag van de melkveehouderijen vermeerderd met een extra marge van 10%. Zoals volgt uit Figuur 14 is het aanbod van zonnestroom groter dan de huidige vraag van de bedrijven en zal dus extra capaciteit nodig zijn voor het terugleveren van de teveel opgewekte elektriciteit.

Figuur 15 laat de belastingduurkromme zien voor het gebied. De belastingsduurkromme van het gebied toont dat voor ongeveer 550 uren per jaar onvoldoende capaciteit is. Dit zijn alle uren waar de belasting in het gebied meer is dan de capaciteit van kabels en trafo.



Figuur 15 Belastingduurkromme voor de case landelijk-agrarische gebied.

In deze case wordt ervanuit gegaan dat er een mogelijkheid is om tijdig het net te verzwaren. De distributienetbeheerder heeft echter ook de mogelijkheid om flexibiliteit in te zetten, onder de aanname dat daarvoor geen regulatorische bezwaren zijn. De kosten om het net in het agrarisch gebied te verzwaren van verbruikspiek naar opwekspiek schatten worden als volgt ingeschat:

- Verzwaring kabel laagspanning: 850 EUR/kW
- Verzwaring trafo MS/LS: 200 EUR/kW

De benodigde verzwaring wordt ingeschat op basis van de maximale productiepiek in het gebied. De benodigde verzwaring is 517 kW. De verzwarkosten worden daarmee ingeschat op ongeveer 500kEUR. Uitgaande van een levensduur van 60 jaar van de aan te leggen kabel en trafo, worden de kosten per jaar ingeschat op 8.3kEUR/jaar.

De waterstofproductiefaciliteit wordt in deze case geplaatst achter een eigen aansluiting. De grootte van de totale aansluiting in het gebied van de 15 bedrijven moet minimaal 517 kW zijn, zodat dat deze geschikt is om de pieken in elektriciteitsproductie in het gebied op te vangen. Dit is echter meer dan de capaciteit van het netwerk zelf (460 kW), de netbeheerder zal dan ook afspraken met de elektrolyser moeten maken over een aansluitingsbeperking op momenten dat de zon niet schijnt.

5.2 Baten uit verkoop waterstof

Met de aanname dat de waterstofproductiefaciliteit de enige leverancier of voorkeursleverancier is van de twee tankstations kan de waterstofproductiefaciliteit maximaal 34.000 (in 2018) tot 268.000 kg/jaar waterstof leveren aan mobiliteitsafnemers. Grofweg betekent dat dat de waterstofproductiefaciliteit bij een efficiëntie van 48 kWh/kg dan maximaal 13 GWh/jaar zal gaan verbruiken indien hij alleen levert aan mobiliteitsafnemers. Als de elektrolyser de capaciteit heeft van de benodigde verzwarende, 517 kW, dan is de maximale opbrengst aan waterstof nog steeds kleiner dan de vraag naar waterstof van de tankstations. Er kan dus worden aangenomen dat alle waterstof wordt verkocht voor de willingness-to-pay prijs voor mobiliteit. De willingness-to-pay wordt verder aangenomen in het businessmodel (Module 3 van deze studie) en bedraagt daar ongeveer 5 EUR/kg.

5.3 Baten uit systeemdiensten

In deze sectie wordt de waarde van de flexibiliteit in de use case Agrarisch gebied verder toegelicht. Allereerst wordt gekeken hoe de waterstofproducent de dienst grid capacity management kan bieden aan de DSO. Daarna wordt verkend of het mogelijk is om daarbovenop ook nog diensten aan te bieden aan de TSO en BRP.

De use case Agrarisch gebied is mogelijk ook geschikt voor een voltage control dienst zoals gedefinieerd in USEF. De opbrengsten van deze dienst worden niet gekwantificeerd in deze studie, maar zullen naar verwachting in combinatie met grid capacity management beperkt zijn.

5.3.1 Baten uit grid capacity management

Flexibiliteit is voor de netbeheerder een economisch aantrekkelijk alternatief voor de benodigde verzwarende in dit gebied indien de kosten per jaar kleiner zijn dan de kosten van verzwarende: 8.3k EUR per jaar. De prijs die de netbeheerder bereid is te betalen aan de waterstofproducent voor het aanbieden van een grid capacity management-dienst zal per jaar in ieder geval kleiner zijn dan 8.3k EUR per jaar.

Er wordt aangenomen dat er in het agrarisch gebied geen andere partijen aanwezig zijn die flexibiliteit kunnen leveren. De netbeheerder is daarmee voor flexibiliteitslevering volledig afhankelijk van de commerciële waterstofproducent die zich in het gebied gaat vestigen.

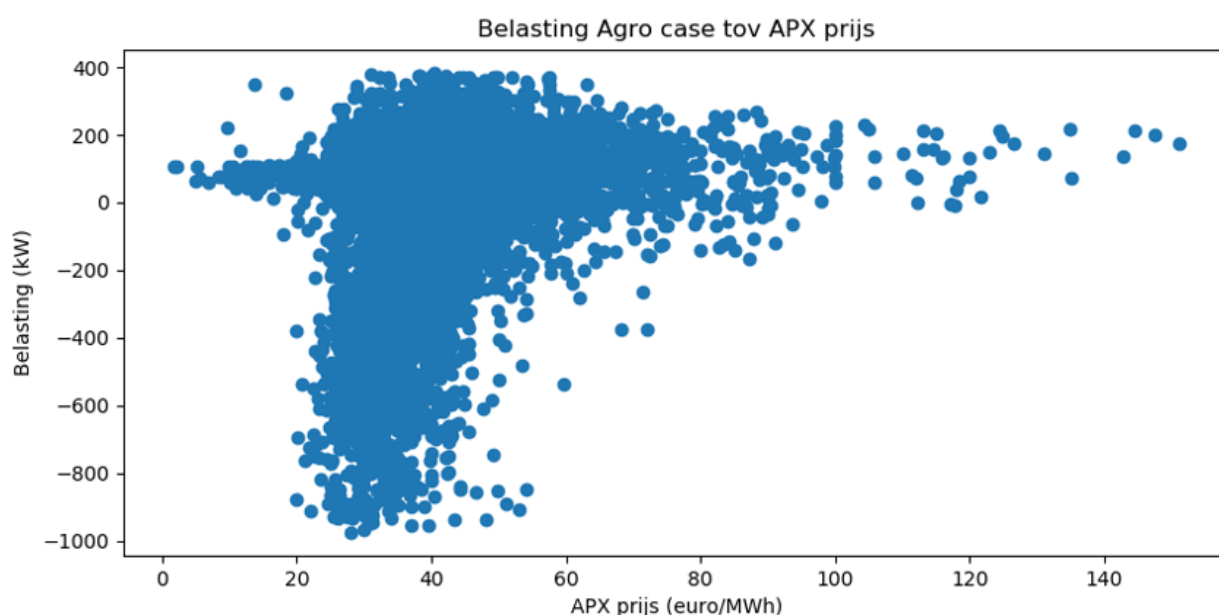
Om de baten voor de waterstofproducent te onderzoeken zal eerste gekeken worden naar alle kosten die bij grid capacity management komen kijken:

- Kosten van redispatch c.q. kosten voor de waterstofproducent om op dat moment energie in te kopen op de energiemarkt. Deze kosten kunnen het beste worden ingeschat op basis van de day-ahead prijs omdat de DSO ook rond day-ahead inzicht heeft in de benodigde flexibiliteit. Lokale overschotten gaan niet altijd gepaard gaan met overschot op de gehele energiemarkt dus in sommige gevallen kunnen de redispatchkosten stukken hoger zijn dan de gemiddelde prijs van elektriciteit. Als de waterstofproducent al gepland heeft om te produceren, dan is zijn er geen redispatchkosten.
- Kosten van communicatiesysteem tussen DSO en flexibiliteitsleverancier. Het is lastig om hier een prijs op te zetten. Het zal goedkoper zijn naarmate het type systeem door de DSO vaker gebruikt zal worden (in andere gebieden). Voor deze case wordt aangenomen dat de kosten over de gehele looptijd te verwaarlozen zijn.

Met uitzondering van momenten van (on)geplande uitval, kan de waterstofproducent produceren op het moment dat dit gunstig is voor de netbeheerder als daar een vaste dan wel variabele vergoeding tegenover staat. Om het voor de producent aantrekkelijk te maken de netbeheerder te ondersteunen moet deze vergoeding minimaal gelijk zijn aan de day-ahead prijs waar de elektrolyser voor zou gaan

produceren: deze prijs is de activatieprijs van de elektrolyser. De netbeheerder moet dus minimaal het verschil tussen day-aheadprijs en de activatieprijs betalen⁹. Op die manier is de 'redispatch' gedekt.

Om een inschatting te maken kunnen maken van de prijs die de netbeheerder moet betalen wordt gekeken naar de correlatie tussen de day-ahead prijzen in dat jaar en de belasting in het gebied. Figuur 16 toont het resultaat voor het jaar 2017. De figuur laat zien dat hoge belastingen van het net niet samenvallen met de allerlaagste prijzen, maar ook niet met de allerhoogste prijzen. In module 3 wordt deze vergelijking gedaan voor de diverse prijsscenario's voor de jaren 2019-2038.

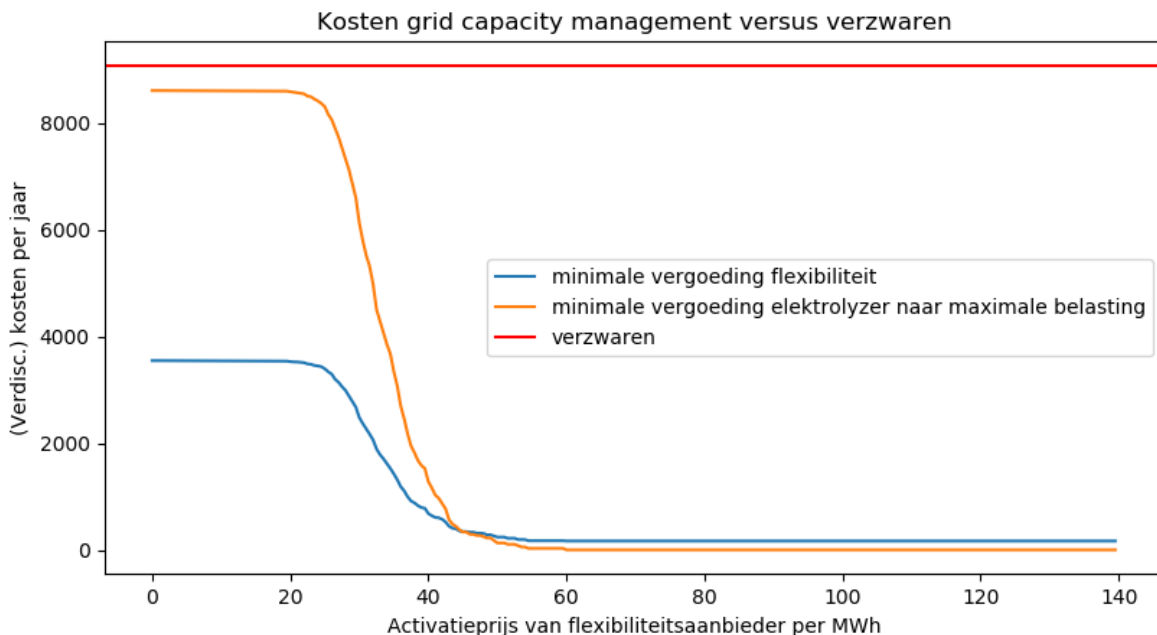


Figuur 16 Correlatie tussen belasting in het gebied en APX-prijzen.

De blauwe lijn in Figuur 17 toont hoe de correlatie van lokale belasting en day-ahead prijs van invloed is op de totale kosten van de flexibiliteitsactivatie door de netbeheerder. Bij een activatieprijs van 40 EUR/MWh betekent dit dat de netbeheerder ten minste 500 EUR per jaar zal moeten betalen aan de waterstofproducent. Ter vergelijking: de prijs voor curtailment (met een activatieprijs van 0 EUR) bij vergoeding van 100% van de day-ahead prijs zijn de kosten voor de netbeheerder 3400 EUR per jaar.

In Figuur 17 zijn ook de kosten van verzwaring over 60 jaar weergegeven. De minimale kosten van de flexibiliteitsoptie ligt een stuk lager dan de kosten van verzwaring: er is dus ruimte om additionele incentives te bieden aan de waterstofproducent.

⁹ Er wordt aangenomen dat de waterstofproducent altijd zal produceren indien de day-ahead prijs gunstig is. Indien de waterstofproducent al eerder zijn productiemomenten plant door energie al eerder in te kopen op de wholesalemarkt of via een bilateraal contract met een elektriciteitsproducent, bijvoorbeeld met de boeren in het gebied, zal de waterstofproducent ook kunnen produceren op momenten met een hogere day-ahead prijs. In dat geval wordt de business case voor flexibiliteit altijd gunstiger, alsof de activatieprijs richting oneindig gaat.



Figuur 17 Kosten voor de netbeheerder van grid capacity management. De optie flexibiliteit bevat enkel de kosten voor inkopen van elektriciteit op de groothandelsmarkt. Additionele incentives die mogelijk nodig zijn om de elektrolyzer ook daadwerkelijk naar het gebied te trekken zoals een beschikbaarheidsvergoeding zullen daar nog bij opgeteld moeten worden.

De kosten voor het alternatief flexibiliteit zoals weergegeven in de blauw grafiek in Figuur 17 gegeven een minimale kosteninschatting. Er zijn nog een paar andere factoren om rekening mee te houden:

- De waterstofproducent zal mogelijk niet aan willen gaan als slechts een klein volume wordt vergoed. De daadwerkelijke kosten voor het activeren van een elektrolyzer zullen dus iets hoger liggen, maar zijn afhankelijk van de efficiëntie van het waterstofproductieproces wanneer op lagere last dan vollast wordt geproduceerd. De oranje lijn in Figuur 17 toont een worst-case scenario: de elektrolyzer kan alleen op vollast draaien en zal dan ook alleen flexibiliteit kunnen activeren indien de gehele last voor de activatieprijs wordt vergoed.¹⁰
- In Figuur 17 wordt ervan uit gegaan dat er altijd flexibiliteit beschikbaar is bij congestie. Dit kan in deze case echter niet gegarandeerd worden omdat er niet een liquide flexibiliteitsmarkt is. De beschikbaarheid van flexibiliteit is dus volledige afhankelijk van elektrolyser.

In geval van niet-beschikbaarheid van de waterstofproducent kan de netbeheerder curtailment inzetten. Dit is een ongewenste situatie en zal dan ook alleen mogelijk zijn als 'last resort'. Omdat curtailment een lagere activatieprijs heeft zal de prijs voor de netbeheerder hoger zijn (zie Figuur 17), maar nog steeds lager dan verzwaren.

In een beschikbaarheidscontract zal de netbeheerder deze kosten in rekening kunnen brengen bij de waterstofproducent. Ook kan de beperking van groene energieproductie in rekening worden gebracht. Daartegenover zal de netbeheerder de waterstofproducent een additionele vergoeding moeten betalen in de vorm van vaste beschikbaarheidsvergoeding of door middel van activatievergoeding die gunstiger is dan het totaal dat nodig is om de kosten van redispatch

¹⁰ Hierbij wordt niet meegenomen dat een elektrolyzer bij 'niet draaien' in werkelijkheid mogelijk op lage last wordt bedreven. Als dit het geval is ligt de oranje lijn in Figuur 17 lager.

te betalen (blauw of oranje lijn in Figuur 17). De waterstofproducent zal ook mogelijk extra kosten hebben om de beschikbaarheid te kunnen garanderen, bijvoorbeeld voor het investeren in een goed monitoringssysteem. De voor- en nadelen van verschillende vergoedingsvormen alsmede de inpassen van een vergoeding in het regulatorisch kader worden toegelicht in Module 3 hoofdstuk 4.

- In de berekening wordt uitgegaan van day-ahead prijzen. In geval de netbeheerder pas op de dag zelf een congestie voorspelt kan de prijs op de markt een stuk hoger zijn, de elektrolyser heeft dan ook een hogere vergoeding nodig om aan te gaan.
- Indien de netbeheerder een variabele prijs per activatie op basis van de day-ahead prijs betaalt aan de waterstofproducent draagt de netbeheerder het risico voor prijsschommelingen. Dit is mogelijk niet een wenselijke situatie. Echter de elektrolyser zal de risico's enkel willen overnemen indien er een voldoende vergoeding tegenover staat. De kosten van dit extra risico zullen ook bij balans opgeteld moeten worden.

Het leveren van een minimale flexibiliteitsdienst (enkel vergoeding van noodzakelijke kosten) levert de waterstofproducent al iets op: een extra aantal draaiuren. Hoeveel extra uren dit oplevert hangt af van de activatieprijs van de elektrolyser. Daarnaast kan de waterstofproducent de netbeheerder extra waarde leveren door een beschikbaarheidsservice te verlenen, of marktprijrisico's op zich te nemen door akkoord te gaan met een vaste vergoeding in plaats van een variabele vergoeding op basis van de day-ahead prijs. Deze opties worden verder onderzocht in module 3 waarin het business model voor deze case verder uitgewerkt wordt. De business case zal met name door de draaiuren van de elektrolyser in combinatie met een goede afzetmarkt voor de waterstof bepaald worden. De beperkte draaiuren voor grid capacity management zullen de case daarom beperkt beïnvloeden.

5.3.2 Baten uit overige flexibiliteitsdiensten

Onder de huidige wet- en regelgeving kan de productiefaciliteit beperkt flexibiliteitsdiensten leveren aan de TSO. FCR en aFRR kunnen niet worden aangeboden (uitgezonderd voor pilot projecten), omdat voor deze diensten een capaciteit groter dan 1 MW vereist is en FCR daarbij ook dubbelzijdige regeling vereist.

Baten uit noodvermogen (mFRR) en ondersteuning van de BRP zijn in principe wel mogelijk.

Noodvermogen (mFRR) kan worden aangeboden via een aggregator. Daarnaast kan de waterstofproductiefaciliteit de BRP wel ondersteunen met met balancering door passief te regelen op basis van de onbalansmarkt.

Onder huidige wet- en regelgeving kan de waterstofproducent in het agrarische gebied:

- Opregelvermogen – of afregelvermogen beschikbare stellen voor mFRR. In geval van opregelvermogen betekent dit dat de elektrolyser aan zal moeten staan voor een langere tijdsperiode – afhankelijk van de eisen gesteld door de aggregator. Voor het leveren van een beschikbaarheid voor afregelen zal de elektrolyser uit moeten staan.

Naar verwachting zal de elektrolyser in deze use case, vanwege de hoge willingness-to-pay van de waterstofafnemers bijna altijd op vollast¹¹ draaien. In dat geval kan alleen opregelvermogen aangeboden worden. Dat levert met een vergoeding van 8000EUR/MW/jaar ongeveer 3600 EUR per jaar op plus variabele vergoeding van minimaal APX-prijs minus voor 30-40 opregelmomenten per jaar. Nadeel is dat op de opregelmoment juist geen waterstof wordt geproduceerd.

¹¹ Vollast draaien is niet mogelijk om momenten dat de zon niet schijnt en er wel elektriciteit verbruikt wordt door de agrariers. Hiervoor is nog niet gecompenseerd in de berekening.

- De waterstofproducent kan de BRP helpen met passief regelen door niet in te bieden op de day-ahead (of intraday) markt wanneer de verwachting op een goede afregelprijs hoog is. Zie 3.2.2 voor de aanneme die in module 3 gebruikt zal worden om deze waarde te valoriseren. Deze waarde kan niet meer gevaloriseerd worden indien er gedraaid moet worden ten behoeve van grid capacity management voor de DSO.
- Anderzijds kan de waterstofproducent ook passief opregelen op momenten dat de opregelprijs erg laag is. Dit levert dan wel een verlies van productie op en is daarmee minder aantrekkelijk, zeker als de day-ahead prijs laag is. Verder is er een zekere gelijktijdigheid van de congestie met gelijktijdigheid met hoge opregelprijzen, dat wil zeggen er is geen goede reden dat ze niet gelijktijdig zijn. Dit zorgt ervoor dat lang niet alle momenten met hoge opregelprijzen gevaloriseerd kunnen worden.

Als we aannemen dat alle bovengenoemd diensten wel aangeboden kunnen worden – dit vereist dus een productwijziging - heeft de waterstofproductiefaciliteit ook de mogelijkheid om:

- Per 4 uur de capaciteit die over is aan te bieden voor FCR. Echter, gezien de DSO voor grid capacity management in deze case zeer waarschijnlijk zal kiezen voor een beschikbaarheidscontract van de volledige grote van de aansluiting zal FCR-levering tijdens in ieder geval de zomerperiode niet mogelijk zijn. Voor de productiemomenten¹² dat het wel mogelijk is om een beschikbaarheid voor FCR vrij te maken geldt dat de elektrolyser zal moeten kiezen voor een productieniveau dat significant lager is dan maximaal – om dubbelzijdig te kunnen regelen. Vanwege de hoge vergoeding van de waterstof is dat in dit geval niet aantrekkelijk.
- aFRR in te bieden. Hoewel het mechanisme anders is nemen we aan dat de waarde ongeveer gelijk is aan de waarde die uit passief regelen gehaald kan worden. Zie 3.2.2.

¹² FCR is symmetrisch, buiten productiemoment om is het voor de elektrolyser niet mogelijk om zowel op als af te regelen.

6 CASE 2: GROOTSCHALIG PV (MIDDENSPANNING)

Naast de in case 1 beschreven opkomst van PV op agrarische bedrijven worden in de afgelopen periode steeds meer projecten ontwikkeld voor grootschalige zonneparken. Deze parken hebben veelal tientallen tot honderd MW opgesteld vermogen en zullen daarom aangesloten moeten worden op tenminste het middenspanningsnet. De plaatsing van deze zonneparken vindt plaats in gebieden waar de grondprijs aantrekkelijk is. In deze gebieden is niet altijd een voldoende grote capaciteit van het elektriciteitsnetwerk beschikbaar en zal de netbeheerder deze moeten aanleggen om het zonnepark te ontsluiten. In case 2 wordt de potentie van een waterstofproductiefaciliteit onderzocht in een gebied waar een grootschalig zonnepark aangelegd wordt. Er wordt daarbij aangenomen dat het park een aansluiting zal krijgen op het middenspanningsnet.

6.1 Beschrijving case

De gekozen case is gesitueerd in een dunbevolkt buitengebied. In het gebied wordt een zonnepark van 100 MW aangelegd. De aansluiting op het middenspanningsnet zal gerealiseerd moeten worden door middel van meerdere kleine aansluitingen die worden aangesloten op twee MS-/HS-onderstations.

6.1.1 Vraag naar waterstof

In de directe omgeving van het zonnepark bevinden zich geen afnemers van waterstof. De dichtstbijzijnde waterstoftankstations liggen in 2 steden op meer dan 50 km afstand. Er wordt vanuit gegaan dat de waterstof per truck vervoerd zal moeten worden naar deze tankstations. De groei van de vraag naar waterstof in beide tankstations wordt hetzelfde verondersteld als in case 1 en weergegeven in Figuur 12. Daarnaast wordt aangenomen in de case dat in een van beide steden een industrie aanwezig is die gebruik kan maken van de waterstof in haar bestaande proces. Deze industrie maakt nu gebruik van waterstof die is opgewekt uit fossiele bronnen in grote hoeveelheden (grijze waterstof). De bij het zonnepark geproduceerde groene waterstof kan ter vervanging dienen van de huidige grijze waterstof. De vraag naar de industriële waterstof in het proces is ten opzichte van de voorziene productiecapaciteit van de elektrolyser bij het zonnepark vele malen groter.

6.1.2 Vraag en aanbod van elektriciteit

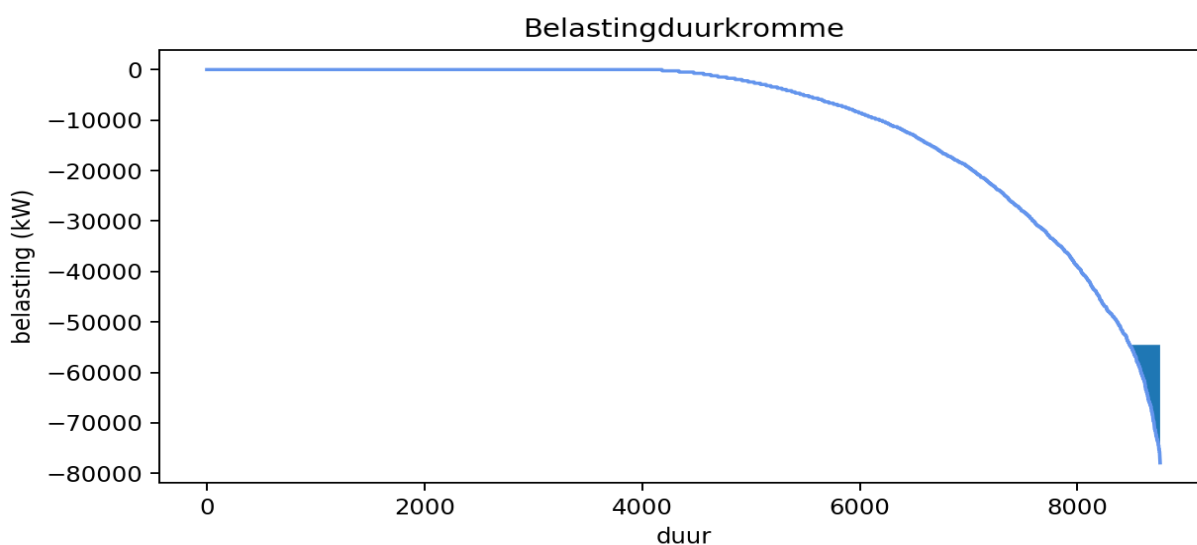
Het zonnepark kan worden aangesloten door middel van twee onderstations. Aangenomen wordt dat het eerste station, station A, een capaciteit heeft van 70 MVA. Het tweede station, station B, heeft een capaciteit van 30 MVA en ligt verder van de beoogde locatie van het zonnepark. In overleg met Enexis zijn deze waarden gekozen, waarbij rekening is gehouden met gelijktijdigheid van de productie van zon en het verbruik op de twee onderstations. Er is dus gekozen om niet de vraag naar elektriciteit in het gebied separaat door te rekenen, maar mee te nemen in de benodigde capaciteit van het onderstation. Met een efficiency van 0.88 kWh/Wp, zal het 100 MW zonnepark ongeveer 88 GWh/jaar aan elektriciteit gaan opwekken.

6.1.3 Infrastructuur

Er is een aanzienlijk verzwaring benodigd om het zonnepark te kunnen aansluiten. De kosten zijn met name hoog omdat de capaciteit van een enkel middenspanningsstation onvoldoende is. Het zonnepark zal daarom aangesloten moeten worden op onderstations A en B. In deze case kijken wordt onderzocht of de mogelijkheid bestaat om het zonnepark te verbinden met alleen station A. Dit levert een besparing

op van 7.000kEUR EUR op een totale kostenpost van 10.000 kEUR¹³. Deze besparing is aanzienlijk omdat de verbinding naar station B duurder is vanwege een grotere afstand.

De belastingduurkromme van het gebied toont dat er voor ongeveer 280 uren per jaar onvoldoende capaciteit is indien er alleen een verbinding komt naar station A. Dit zijn alle uren waar de belasting in het gebied meer is dan met de capaciteit van 70 MVA die beschikbaar is voor het zonnepark om terug te leveren.



Figuur 18 Belastingduurkromme voor de case grootschalig PV.

De extra aansluiting naar station B kost 7000 kEUR. Uitgaande van een levensduur van 60 jaar kost het daarmee 117kEUR per jaar om ook aan te sluiten op station B.

De waterstofproductiefaciliteit wordt in deze case geplaatst achter een eigen aansluiting. De grootte van deze aansluiting is 24 MW (wat overeenkomt met de maximale piek bij Nederlandse omstandigheden¹⁴), zodat dat deze geschikt om de pieken in elektriciteitsproductie in het gebied op te vangen. Om de pieken op te vangen zal de waterstofproducent minimaal 2500 MWh moeten kunnen produceren, hetgeen overeenkomt met het gearceerde oppervlak in Figuur 18.

6.2 Baten uit verkoop waterstof

Met de aanname dat de waterstofproductiefaciliteit de enige leverancier of voorkeursleverancier is van de twee tankstations zoals weergegeven in Figuur 12, kan de waterstofproductiefaciliteit maximaal 34.000 (2019) tot 268.000 kg waterstof per jaar leveren aan mobiliteitsafnemers. Grofweg betekent dat dat de waterstofproductiefaciliteit bij een efficiency van 48 kWh/kg dan maximaal 13 GWh/jaar zal gaan verbruiken indien hij alleen levert aan mobiliteitsafnemers.

Dit is voldoende om de pieken op te vangen, maar voor een positieve business case zal de producent meer uren maken. Bij een vollast operatie van de productiefaciliteit zal 210 GWh/jaar geproduceerd worden en zal de waterstofproducent ook waterstof produceren voor de industrie en dus voor een lagere willingness-to-pay. Daarbij speelt de discussie of de waterstofproducent bij vollast volledig groene

¹³ Genoemde kosten van de verzwarende zijn gekozen op basis van ervaringsgetallen van Enexis

¹⁴ Hierbij is rekening gehouden met de verwachte zonne-instraling op basis van historische data en de daarbij verwachte piekbelasting van het zonnepark. Mocht in de praktijk rekening gehouden moeten worden met de theoretische piekcapaciteit van het zonnepark, dan zal de elektrolyser wellicht op 30 MW gedimensioneerd moeten worden.



waterstof zal produceren. Voor de case zou maximaal 88 GWh/jaar uit het zonnepark gebruikt kunnen worden voor de productie van groene waterstof. In de vorming van het businessmodel rondom deze case wordt deze problematiek verder geadresseerd, zie hiervoor de rapportage van module 3.

6.3 Baten uit systeemdiensten

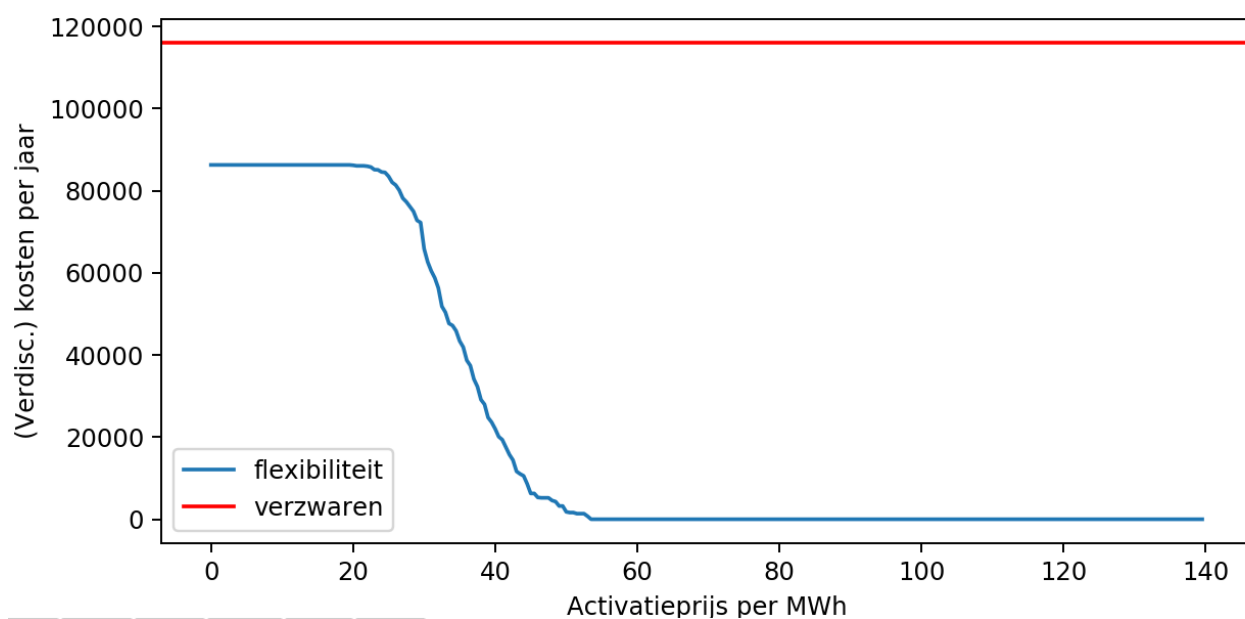
In deze sectie berekent de waarde van flexibiliteit die de waterstofproductiefaciliteit kan valoriseren in de case grootschalig PV. Allereerst wordt gekeken naar de mogelijkheid om flexibiliteit te bieden aan de DSO ten behoeve van grid capacity management. Daarnaast zal gekeken worden naar de mogelijkheid om daarbovenop nog diensten aan te bieden aan de TSO en BRP.

6.3.1 Baten uit grid capacity management

Voor het bepalen van de baten voor de waterstofproducent bij het aanbieden van grid capacity management aan de netbeheer zal uitgegaan worden van de situatie waarin de netbeheerder besluit tot aansluiting van het zonnepark op enkel station A in combinatie met flexibilititlevering door de elektrolyser. Eerst wordt dit alternatief vergeleken met de situatie waarin de netbeheerder het zonnepark aansluit op twee HS/MS-stations, te weten station A en B met de eerdergenoemde kosten. Indien blijkt dat het alternatief aantrekkelijk is voor de netbeheerder, zal iets dieper worden ingegaan op de prijs die netbeheerder bereid is te betalen aan de waterstofproducent in deze situatie.

De minimale kosten voor de netbeheerder voor het alternatief met flexibiliteit worden net zoals voor de case Agrarisch gebied berekend door een inschatting te maken van de minimale vergoeding voor redispatch: voor deze case komen de kosten voor redispatch uit op maximaal 90k EUR per jaar bij een activatieprijs onder de 20 EUR. Daarboven komen mogelijk nog kosten voor het ICT-systeem, deze zullen beperkt zijn over de looptijd en worden daarom niet meegenomen in de figuur. De netbeheerder zal de waterstofproducent minimaal deze kosten moeten vergoeden, anders is het aanbieden van de dienst niet aantrekkelijk voor de waterstofproducent.

Voor de waterstofproductiefaciliteit levert dit 2500 MWh per jaar op aan draaiuren op. Daarnaast kan hij nog baten halen uit de beschikbaarheidsvergoeding, maar daar staan ook kosten en risico's tegenover – voor netbeheerder en waterstofproducent - zoals is toegelicht in Hoofdstuk 5 en verder wordt besproken Hoofdstuk 4 van Module 3. Figuur 19 laat zien dat er enige ruimte is tussen de kosten van verzwarende en de minimale kosten van flexibiliteit (redispatchvergoeding op basis van activatieprijs van de elektrolyzer), zeker wanneer de activatieprijs (de marginale kosten van de elektrolyzer) laag is.



Figuur 19 Kosten voor de netbeheerder van grid capacity management. De optie flexibiliteit bevat enkel de kosten voor activatie. Kosten voor ICT-systemen eventueel een beschikbaarheidsvergoeding zullen daar nog bij opgeteld moeten worden.

6.3.2 Baten uit overige flexibiliteitsdiensten

De grootte van de elektrolyser is voldoende om te voldoen aan de eisen die nodig zijn voor het aanbieden van alle TSO-diensten. Zoals beschreven in hoofdstuk 3.2 zijn er een aantal mogelijkheden:

- De niet benutte capaciteit kan per 4 uur worden aangeboden ten behoeve van een FCR-dienst. Echter, gezien de waterstofproducent in deze zal kiezen voor het reserveren van de volledige grootte van de aansluiting¹⁵ voor het leveren van grid capacity management aan de DSO zal FCR-levering overdag, tijdens de zomerperiode niet mogelijk zijn. Voor de productiemomenten dat het wel mogelijk is om beschikbaarheid voor FCR vrij te maken geldt dat de elektrolyser zal moeten kiezen voor een productieniveau op deellast.
- Via aFRR of passieve onbalans kan de waterstofproducent afregel- of opregelvermogen aanbieden aan de TSO of de BRP als de elektrolyser respectievelijk uit of aan staat of beide bij productie op deellast. Zie 3.2.2 voor de aanname die in module 3 gebruikt zal worden om deze waarde te valoriseren. aFRR kan meestal ook niet samen worden aangeboden met grid capacity management, omdat in module 3 wordt aangenomen dat voor grid capacity management de elektrolyser al op vollast zal gaan draaien en geen overbelasting van het net wordt toegestaan.
- Noodvermogen (mFRR) kan de waterstofproducent zelfstandig aanbieden aan Tennet, maar dit vereist wel een toezegging voor beschikbaarheid van minimaal 20MW gedurende een kwartaal. Dit is wellicht mogelijk in de wintermaanden, in de zomermaanden is het onmogelijk omdat er dan geproduceerd moet worden tbv grid capacity management. Een kwartaal afregelvermogen aanbieden kan $8000/\text{MW}/\text{jaar} * 24 \text{ MW} * 0.25 = 48\text{kEUR}$ opleveren aan beschikbaarheid, vermeerderd met een vergoeding van day-ahead prijs minus 250 EUR voor de 0-5 afregelmomenten. Dit is voor de waterstofproducent waarschijnlijk onaantrekkelijk om dat op de 0-5 afregelmomenten na, de productiefaciliteit op half vermogen of helemaal uitstaat. Het aantal vollasturen wordt daarmee erg beperkt en de kosten per kilogram waterstof veel hoger, zoals beschreven in module 1. Het leveren van opregelvermogen is mogelijk aantrekkelijker, maar vereist dat de elektrolyser continu aan staat. De resultaten van Module 3 (doorrekening business case) tonen dat continu draaien pas interessant is in de laatste jaren als de productiekosten – door lage energieprijzen en lagere overige kosten – zijn gedaald. De opbrengsten voor mFRR worden niet meegenomen in module 3. Als er grofweg 2000 uur zou moeten worden gecompenseerd, zou de elektriciteitsprijs maximaal 1 EUR/MWh hoger kunnen zijn. In de scenario's zullen deze prijzen veel hoger zijn, waarmee mFRR niet interessant is voor de waterstofproducent.

Samenvattend zou de waterstofproducent alle flexibiliteitsdiensten kunnen aanbieden aan de TSO, maar FCR en mFRR interfereren met de diensten die aangeboden kunnen worden aan de DSO of zorgen voor een lagere jaarproductie van waterstof. Voor het definiëren van een voor de netbeheerder en producent interessant business model zal in Module 3 gezocht worden naar een goede combinatie van de hier beschreven mogelijke flexibiliteitsdiensten.

¹⁵ In de praktijk zou een tijdelijke overbelasting van het net mogelijk zijn. In deze studie wordt daar geen rekening mee gehouden.

7 CASE 3: ENERGIEHUB

Het Energiehub concept is ontwikkeld door de netbeheerder en omvat een knooppunt van verschillende energiedragers en toepassingen die op een efficiënte manier uitgewisseld kunnen worden. De hub gaat ervanuit dat er verschillende infrastructuren aanwezig zijn, flexibiliteitsopties en conversie mogelijkheden tussen de verschillende energiedragers. Te denken valt aan een (duurzame)gas- en elektriciteitsinfrastructuur, warmtenetten en conversiemogelijkheden zoals bijvoorbeeld een elektrolyser. In de case die in dit hoofdstuk beschreven wordt is de Energiehub geplaatst op een nieuw bedrijventerrein dat de ambitie heeft duurzaam te willen worden. Op het bedrijventerrein zijn een aantal grote distributiecentra gevestigd. In de directe omgeving van het terrein bevindt zich een woonwijk, die op termijn van het aardgas afgeschakeld zal gaan worden. De regionale netbeheerder is verantwoordelijk voor de energie infrastructuur en wil de Energiehub zo efficiënt mogelijk inrichten voor verschillende doeleinden: vervoer, warmte, etc. De nadruk ligt bij deze case dan ook meer op de optimalisatie van het gebruik van de verschillende energiedragers dan op het voorkomen van congestie of andere netwerkproblemen.

Als uitgangspunt wordt in de case gekeken naar de mogelijkheid om vraag naar waterstof te creëren in het gebied. Vervolgens wordt gekeken hoe deze vraag naar waterstof gecombineerd kan worden met het residuele aanbod van energie (zonne-energie minus verbruik).

7.1 Beschrijving case

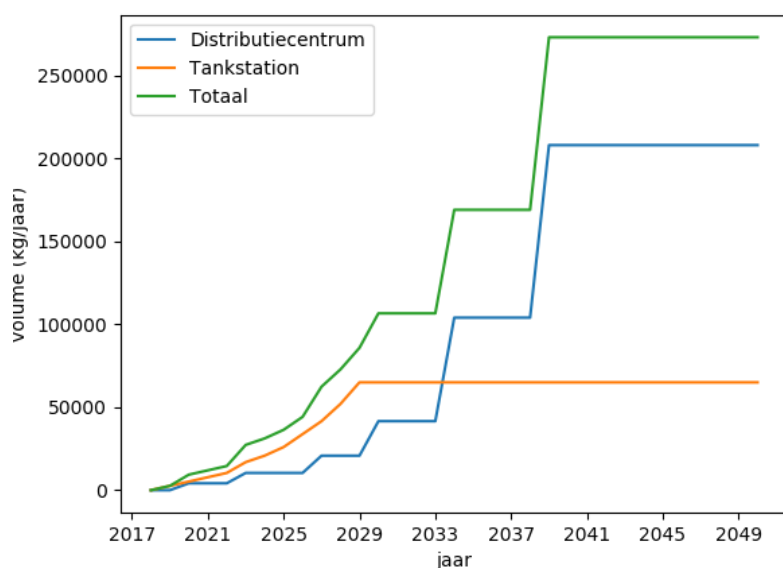
7.1.1 Vraag naar waterstof

In de case Energiehub op dit moment nog geen vraag naar waterstof. Daarom wordt voor deze case per toepassing een inschatting gemaakt van de potentiële vraag. Dit betreft een positieve inschatting die enkel gehaald kan worden indien er actief en centraal gestuurd wordt op het overstappen naar waterstof als energiedrager en indien de voorwaarden voor overstap op waterstof aantrekkelijk genoeg zijn.

Om inzicht te krijgen in het marktpotentieel voor waterstof voor mobiliteit in het gebied wordt aangenomen dat er een waterstoftankstation wordt gebouwd met een toenemende vraag waterstof. De typische grootte van een waterstoftankstation ligt tussen de 20 en 1000 kg/dag. Aangenomen wordt dat het tankstation over 10 jaar 250 auto's per week van waterstof voorziet, met een typische tankgrootte van 5 kg/tank.¹⁶ Vooral nog wordt één tankstation voor auto's voorzien in de case. Mocht de vraag naar waterstof op deze tanklocatie groeien na 2030 dan zal extra waterstoftankcapaciteit moeten worden geïnstalleerd. In de modellering van deze case is dat echter nog niet meegenomen.

Verder wordt het bedrijventerrein in de case gekenmerkt door een aantal grote distributiecentra. Ten behoeve van deze studie wordt aangenomen dat één van deze centra een aantal waterstofvoertuigen zal gaan aanschaffen voor de levering van pakketten. Er wordt aangenomen dat er tot aan 2040 een groei in het aantal waterstofvrachtwagens zal plaatsvinden van 2 in 2020 tot 100 in 2040. In navolging van het Hytruck project [17] verbruikt een enkele kleine vrachtwagen (7,5 ton) ongeveer 8 kg H₂ per 300 km. De wagen rijdt 260 dagen per jaar 300 km per dag. Op basis van deze aannamen wordt de totale *indicatieve* vraag naar waterstof in de Energiehub weergegeven in Figuur 20.

¹⁶ Zie bijvoorbeeld: <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2018/05/Samenvattingen%20van%20goedgekeurde%20DKTI%20projecten.pdf>



Figuur 20 Indicatieve vraag naar waterstof op het bedrijventerrein

Naast levering aan het waterstoftankstation nemen we aan dat waterstof ook geleverd kan worden aan de naburige woonwijk die gasloos zal worden vanaf 2030. Omdat in dit stadium nog niet duidelijk is hoe deze vraag ingevuld kan worden, wordt er vooralsnog niet mee gerekend in deze case. Tenslotte wordt verondersteld dat deze Energiehub op grote afstand ligt van chemische industrie en dat levering van waterstof aan deze industrie vooralsnog niet haalbaar lijkt.

7.1.2 Vraag en aanbod van elektriciteit

De vraag van de bedrijven gevestigd in op het bedrijventerrein is gemodelleerd aan de hand van de NEDU-verbruiksprofielen voor grootverbruik. De vraag wordt ingeschat op basis van de een piekvraag van 60 MW. Verder wordt er verwacht dat er op het terrein een groot aantal elektrische voertuigen wordt opgeladen, zowel overdag als werknemers en bezoekers hun EV's opladen als 's nachts als de bedrijfsauto's opladen. De hoeveelheid laadstations in het gebied is op dit moment 8. Dit wordt verwacht uit te breiden naar 16 in 2025 en 50 in 2035.

Daarnaast zijn er in de omgeving plannen voor twee 13 MVA-zonneparken en bevinden er zich windmolens in de buurt, die zijn aangesloten op het hoogspanningsnet.

7.1.3 Infrastructuur

Het waterstoftankstation wordt middels een waterstofnet (max. 1 km) verbonden met de waterstofproductiefaciliteit. Waterstof kan vanaf 2030 ook mogelijk naar de woonwijk worden vervoerd via het voormalige aardgasnet.

In de case kijken we naar één toekomstige bottleneck: het HS-/MS-station. De capaciteit van dit station is in 2019 90 MVA. Als er meer zonne-energie wordt opgewekt in het gebied kan de netbeheerder kiezen voor een alternatief met flexibiliteit. De elektrolyser is dan niet de enige flexibele asset op het terrein. De waterstofproductiefaciliteit zal voor de levering van lokale systeemdiensten moeten concurreren met Vehicle-to-grid en vraagsturing. Er wordt aangenomen dat deze flexibiliteit dag en nacht beschikbaar is en er in het hele gebied voldoende liquiditeit is aan flexibiliteit.

7.2 Baten uit verkoop waterstof

De waterstofvraag voor mobiliteitstoepassingen in het gebied groeit de komende jaren tot ruim 250.000 kg/jaar. In het gebied wordt een PEM elektrolyser van 1.25 MW voorzien. Bij een vollast belasting zal de elektrolyser maximaal 228.000 kg/jaar gaan produceren en daarmee ongeveer voldoende zijn voor de lokale vraag naar waterstof. Deze waterstof zal vergoed worden tegen de prijs die de mobiliteit bereid is te betalen, orde grootte van 5 EUR/kg.

7.3 Baten uit systeemdiensten

Op de Energiehub speelt op dit moment nog geen congestievraagstuk, maar bij het uitbreiden van duurzame productie in het gebied kan dit mogelijk nog een rol gaan spelen. Het probleem zal minder groot zijn dan in de case Grootschalig PV omdat er in de Energiehub zowel een flink aantal afnemers van elektriciteit zijn als flexibiliteitsaanbieders: elektrisch vervoer en andere afnemers (bijvoorbeeld met koelinstallaties) die tijdelijk kunnen terugschakelen.

Voor de elektrolyser betekent dit dat er veel minder kans is op een aanvullende vergoeding (bijvoorbeeld voor vestiging/beschikbaarheid) ten behoeve van grid capacity management, er zijn immers meerdere aanbieders. Ook zal het aantal activatiemomenten beperkt zijn.

Verder kunnen gegeven de grootte van de elektrolyser ook diensten aan de TSO worden aangeboden, de situatie daarvoor is vergelijkbaar met de situatie in de casus grootschalig PV. Verschil is dat er op dit moment nog geen congestie is in het gebied en er dus ook geen beperkingen zijn op levering van flexibiliteit aan de TSO omdat flexibiliteit gereserveerd moet worden voor grid capacity management.

8 CASE 4: INDUSTRIECLUSTER

De chemische industrie is de grootste afnemer en producent van waterstof op dit moment. In Nederland zijn een aantal grote clusters waarin deze industrie geconcentreerd is, te weten rondom het havengebied van Rotterdam/Zeeland en de Eemshaven/Delfzijl en in Limburg. Zoals beschreven in het tweede hoofdstuk bedraagt de huidige productiecapaciteit van deze gezamenlijke waterstofindustrie ongeveer 10 bcm per jaar. Dit is vele malen groter dan de productievolumes van de huidige elektrolyzers in Nederland.

In de laatste case in deze studie wordt gekeken naar een cluster van chemische bedrijven dat overweegt om haar grijze waterstof verbruik te verduurzamen door groene waterstof. Zij wil daartoe op een grootschalig manier groene waterstof te gaan produceren. Er wordt vanuit gegaan dat het (fictieve) bedrijf dat de elektrolyser zal gaan opereren, gevestigd is in een chemiecluster in een havengebied

Voor de productie van de groene waterstof wordt een elektrolyser capaciteit voorzien van 20 MW. Voor de productie wil de waterstofproducent gebruik maken van elektriciteit van lokale windmolens en zonneparken. Het chemiebedrijf maakt gebruik van een privaat elektriciteitsnetwerk in het havengebied, dat is aangesloten op het hoogspanningsnet van TenneT.

8.1 Beschrijving van de case

8.1.1 Vraag naar waterstof

Op dit moment wordt reeds grijze waterstof geleverd aan bedrijven in het havengebied. De vraag van deze bedrijven is dusdanig groot (~1 bcm/jaar) dat kan worden aangenomen dat de vraag naar groene waterstof oneindig groot, ter vervanging van de huidige grijze waterstof. In module 3 zal verder geschouwd worden onder welke omstandigheden de willingness-to-pay voor de groene waterstof hoog genoeg zal zijn. In deze rapportage wordt er vooralsnog vanuit gegaan dat er geen technische belemmering is om de groene waterstof op te nemen in de bedrijfsprocessen.

De willingness-to-pay voor zuivere waterstof in de mobiliteit is een stuk hoger dan voor het gebruik als grondstof in de industrie. In de case wordt aangenomen dat het busvervoer in de nabijgelegen regio binnen de nieuwe concessieperiode volledig CO₂ neutraal moet zijn (tank-to-wheel). Daartoe is een waterstoftankstation in operatie genomen nabij het industriecluster. De levering van de waterstof aan het tankstation gaat middels een bestaande waterstofleiding die beschikbaar is op het industriecluster. De vraag van waterstof voor het tankstation voor de bussen wordt hetzelfde verondersteld als het tankstation dat gebruikt wordt in de eerste case, zie Figuur 12. Voor het tankstation voor de waterstofbussen wordt uitgegaan van een huidige vraag van een tweetal bussen. Dit aantal wordt uitgebreid naar 10 bussen in de komende periode. De aanname is dat per dag, per bus 45kg waterstof wordt getankt, resulterend in een waterstof vraag van ruim 160.000 kg/jaar op termijn.

8.1.2 Vraag en aanbod van elektriciteit

De elektrolyser wordt aangesloten binnen een privaat netwerk aangesloten op het hoogspanningsnet. In het distributienet in de buurt bevindt zich een zonnepark in het gebied. De windmolens in het gebied zijn aangesloten op het hoogspanningsnet. Verder zijn er veel grootverbruikers en opwekkers van elektriciteit in het gebied. Deze worden in deze case niet verder gemodelleerd, omdat zij beperkt invloed hebben op het business model van de elektrolyser in combinatie met de netbeheerder.

8.1.3 Infrastructuur

Rond het industriecluster bestaat op dit moment geen congestie, noch op het private net, noch op het distributienet in de omgeving. Congestie wordt ook niet op korte termijn verwacht. Mogelijk kan in de toekomst congestie ontstaan op het net als meerdere grootschalige wind of zonneparken worden aangesloten. In de case wordt ervan uitgegaan dat zowel de industriële afnemers als het tankstation aangesloten zijn op een bestaande waterstofpijpleiding met een voldoende grote capaciteit. Op lange termijn kan de elektrolyser mogelijk worden aangesloten op het distributienet. Dit vereist een verbinding van ongeveer 1 km.

8.2 Baten uit verkoop waterstof

Op basis van het de beschikbare vollast uren van de elektrolyser kan een hoeveelheid waterstof geproduceerd worden tot maximaal 3650 ton waterstof per jaar. Zoals weergegeven in Figuur 12 kan op termijn tot 160 ton/jaar geleverd worden aan het tankstation. Het restant kan worden afgezet in de industrie tegen een lagere prijs (zie Tabel 1).

8.3 Baten uit systeemdiensten

In het net rondom de waterstofproducent is op dit moment geen congestie. Het leveren van congestiediensten aan de regionale netbeheerder of private netbeheerder is dan ook niet interessant voor de waterstofproducent. De dienst om noodvermogen te leveren aan de TSO is daarnaast ook niet aantrekkelijk voor de waterstofproducten. Gezien de grote vraag naar waterstof zal de productiefaciliteit zoveel mogelijk in vollast gaan draaien. Daarnaast kan eventuele overcapaciteit eerder ingezet worden voor FCR en aFRR. Vanwege de weinige afroepen zal met name de vergoeding voor beschikbaarheid interessant zijn, echter is de beschikbaarheidsverplichting wel een belemmering voor het meedoen in FCR en aFRR en onbalansmarkt. In deze case wordt ervanuit gegaan dat het leveren van noodvermogen om deze reden niet interessant is voor de waterstofproducten.

Gezien de grootte van de elektrolyser, 20 MW en het feit dat deze via het private net direct is aangesloten op het transmissie net, kunnen de flexibiliteitsdiensten voor de transmissie net operator interessant zijn. Zoals in hoofdstuk 3 beschreven zijn hiervoor een aantal mogelijkheden:

- FCR kan worden geleverd omdat de elektrolyser groter is dan 1 MW en zowel op als af kan regelen. De installatie van 20MW bestaat waarschijnlijk uit parallel draaiende units, dit maakt het uitstekend geschikt voor FCR: door FCR-levering zal er niet op een lager efficiëntieniveau geproduceerd hoeven worden. FCR kan worden ingezet op momenten dat op deellast geproduceerd wordt. Op die manier is dubbelzijdig regelen mogelijk. Indien gebruik gemaakt wordt van alkaline elektrolyzers zal rekening gehouden moeten worden met beperkte opregelmomenten per elektrolyser, om daarmee thermische spanning in de installatie te voorkomen. In dat geval is nader onderzoek nodig om te bepalen of de FCR-dienst mogelijk is.
- De elektrolyser kan daarnaast op twee manieren flexibiliteit inzetten ten behoeve van regel- en reservevermogen. De eerste optie is actief inbieden (aFRR) van vermogen, de tweede optie is passief regelen op basis van de dan geldende onbalansprijs. Deze dienst kan naast of in plaats van de FCR worden aangeboden. De geldende vergoeding wordt beschreven in hoofdstuk 3.2.2. Levering van mFRR is niet interessant omdat de elektrolyzer vaak op vollast gaat draaien. Bij volledig vollast draaien is levering van mFRR mogelijk wel interessant. Resultaten van Module 3 laten zien dat dit pas in de laatste jaren van de use case het geval is.



Samenvattend, in tegenstelling tot de voorgaande cases is de elektrolyser in het industriecluster minder interessant voor de netbeheerder: er geen congestie en de elektrolyser is aangesloten op een privaat net. Daarmee zijn de mogelijkheden voor de waterstofproducent om de regionale netbeheerder te ondersteunen beperkt. Er zijn wel mogelijkheden voor FCR en aFRR ter ondersteuning van de TSO.

9 CONCLUSIE

In een verduurzamend energiesysteem lijkt meer en meer een rol voor waterstof als energiedrager te zijn weggelegd. Daarmee is er een groeiende belangstelling voor de rol van de waterstofproducent. Voor de netbeheerder kan deze waterstofproducent interessante flexibiliteit leveren voor het efficiënt transporteren en balanceren van het netwerk. Om deze rol verder uit te diepen is onderzocht wat de marktpotentie is voor groene waterstofproductiefaciliteiten in situaties waar deze faciliteiten kunnen meehelpen aan maatschappelijk verantwoord netbeheer. De gepresenteerde studie omvat de tweede module van een serie van drie modules. In de eerste module zijn de productietechnologieën voor groene waterstof geanalyseerd. De tweede module focust op de marktpotentie voor waterstofproducenten. De derde module combineert deze twee resultaten in een beschrijving van mogelijke business modellen waarin waterstof uit elektrolyse kan bijdragen aan verantwoord netbeheer. In dit kader zijn de resultaten van dit rapport de tussen resultaten van het grotere geheel.

In samenspraak met Enpuls/Enexis zijn een aantal typische cases gekozen waarin de rol van de waterstofproducent voor maatschappelijk verantwoord netbeheer wordt onderzocht. Deze cases zijn gebaseerd op recente vraagstukken waarmee de netbeheerder wordt geconfronteerd en spelen daarmee op de relatief korte termijn van de komende jaren. In dat kader is ervoor gekozen om de toepassing van de waterstof te kiezen in de nu relevante sectoren. Uit de Contouren van een routekaart studie blijkt dat de huidige sectoren waarin de waterstof een belangrijke rol gaat spelen vooral industrie (als grondstof) en de mobiliteit zijn. Toekomstige toepassingen waarbij waterstof aardgas vervangt voor (hoge) temperatuur verwarming in de industrie en in de gebouwde omgeving worden in de gekozen cases nog niet meegenomen.

De waterstofproducent kan de netbeheerder helpen door het leveren van flexibiliteitsdiensten. Deze flexibiliteitsdiensten worden beschreven binnen USEF. Er is voor gekozen om de daar genoemde relevante flexibiliteitsdiensten verder uit te diepen. Voor de regionale netbeheerder gaat het dan met name om grid capacity management. In de huidige “verzwaren tenzij” richtlijnen is er een mogelijkheid om toekomstige netwerkproblemen, bijvoorbeeld door inpassingen van grootschalige PV-parken deels op te lossen door flexibiliteit opties, naast het vaak kostbare verzwaren van het netwerk tot de piek capaciteit. Daarnaast worden een aantal diensten beschreven waarin de waterstofproducent de transmissiesysteem operator ondersteunt. Te denken valt aan Frequency Containment Reserve (FCR), regel- en reservevermogen en noodvermogen. Tenslotte zijn er naast expliciete flexibiliteitsdiensten, zoals hiervoor beschreven, ook impliciete flexibiliteitsdiensten mogelijk waarbij achter de meter flexibiliteit wordt gebruikt om bijvoorbeeld de benodigde aansluitcapaciteit te beperken. Per case wordt gekeken of de genoemde diensten ingezet kunnen worden.

In de twee cases waarbij PV wordt geplaatst, dan wel in het laagspanningsnet in een agrarisch gebied, dan wel in het middenspanningsnet voor een grootschalig zonnepark, zal de netbeheerder het net moeten verzwaren om de capaciteit van de installaties te kunnen ontsluiten. Uit de analyse blijkt dat de verzwaring voor een deel kan worden vermeden door de inzet van een elektrolyser. De kosten voor de inzet van de elektrolyser liggen onder de kosten van verzwaring. Echter de elektrolyser zal maar een beperkt aantal uur de geproduceerde pieken moeten opvangen voor de netbeheerder, in de orde van grootte van 300-600 uur per jaar in de twee beschreven cases. In de case voor de energiehub op het bedrijventerrein en de case met industriële waterstof is vooralsnog geen sprake van netwerkcongestie. De elektrolyser daar kan worden ingezet om de balans in het transmissiesysteem te ondersteunen, in die gevallen is de FCR-dienst en het regel- en reservevermogen (aFRR) de meest interessante optie. De genoemde flexibiliteitsdiensten worden meegenomen in de bepaling van het business model in module 3.

10 REFERENTIES

- [1] J. Gigler and M. Weeda, "Contouren van een routekaart waterstof," 2018.
- [2] Roads2Hy.com, "Deliverable 2.1: PART II: Industrial surplus hydrogen and markets and production," 2007.
- [3] Dwarsverband, "Overzicht van Nederlandse waterstofinitiatieven, -plannen en -toepassingen," 2017.
- [4] CE Delft, "Net voor de Toekomst," 2017.
- [5] Tractabel, Hincio and Engie, "Study on early businesscases in energy storage and more broadly Power to H2 applications," 2017.
- [6] DOE, 2009. [Online]. Available: https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf [Accessed 01 09 2018].
- [7] Roads2Hy.com, "Final report," 2007.
- [8] DNV GL, "Verkenning waterstofinfrastructuur," 2017.
- [9] KIWA, "Toekomstbestendige gasdistributienetten," 2017.
- [10] IEA, "Technology Roadmap Hydrogen an Fuel Cells," 2015.
- [11] H.B. John Hodemaekers, "USEF - DSO Workstream - Market-based congestion management models" 2018.
- [12] Overlegtafel Energievoorziening, "Afwegingskader Verzwaren tenzij, " 2018.
- [13] "JEM-GO openbaar eindrapport," Enexis, [Online]. Available: http://www.jouwenergiemoment.nl/pdf/JEM-GO_openbaareindrapport_DEF.pdf.
- [14] J. Fler, "Price development and bidding strategies for battery energy storage systems on the primary control reserve market.," Energy Procedia, vol. 135 pp. 143-157, 2017.
- [15] Tennet, "De onbalansprijsystematiek," 2016.
- [16] Frontier Economisc, "Scenarios for the Dutch electricity supply system," 2015.
- [17] ECN, "Haalbaarheidsstudie naar het gebruik van de Hytruck in het Overijssel waterstof initiatief," 2010.

11 BIJLAGE A: BEREKENING COMPRESSIEKOSTEN

Het gebruikte kostenmodel levert de CAPEX in k€. Het model bestaat uit twee onderdelen:

- De kosten van de site, afhankelijk van de capaciteit (Q)
- De compressie systeem kosten, afhankelijk van de site capaciteit (Q), de compressie ratio (P_{uit}/P_{in}) en de uitgangsdruk (P_{uit})

$$CAPEX = A \underbrace{\left(\frac{Q}{Q_{ref}} \right)^a}_{\text{Site Capacity}} + B \underbrace{\left(\frac{Q}{Q_{ref}} \right)^b \left(\frac{P_{out}/P_{in}}{r_{ref}} \right)^c \left(\frac{P_{out}}{P_{ref}} \right)^d}_{\text{Compression system Capacity Press. ratio Pressure}}$$

R_{ref} is een constante van 6.48. Gebaseerd op een referentie configuratie van 850 k€ (exclusief 'civil works', ter waarde van 150 k€) met een referentie capaciteit van 50 kg/h (Q_{ref}) en 30 tot 200 barg (P_{out}), levert de onderstaande coëfficiënten voor het kosten model:

Coef.	Filling centre	Compressor skid
A	550 k€	100 k€
B	300 k€	300 k€
a		0,66
b		0,66
c		0,25
d		0,25

Bovenstaand kostenmodel is geverifieerd met (bedrijfsinterne) gegevens van DNV GL.



Over DNV GL

De drijfveer van DNV GL is het waarborgen van leven, eigendommen en het milieu. Vanuit deze doelstelling helpt DNV GL organisaties de veiligheid en duurzaamheid van hun bedrijfsvoering te verbeteren. DNV GL is 's werelds grootste classificatiemaatschappij voor schepen en offshore-installaties. Het bedrijf speelt tevens een toonaangevende rol als technisch adviseur voor de olie- en gassector en als inhoudelijk expert voor bedrijven in de energiewaardeketen. DNV GL is bovendien een van de grootste certificatie-instellingen wereldwijd.