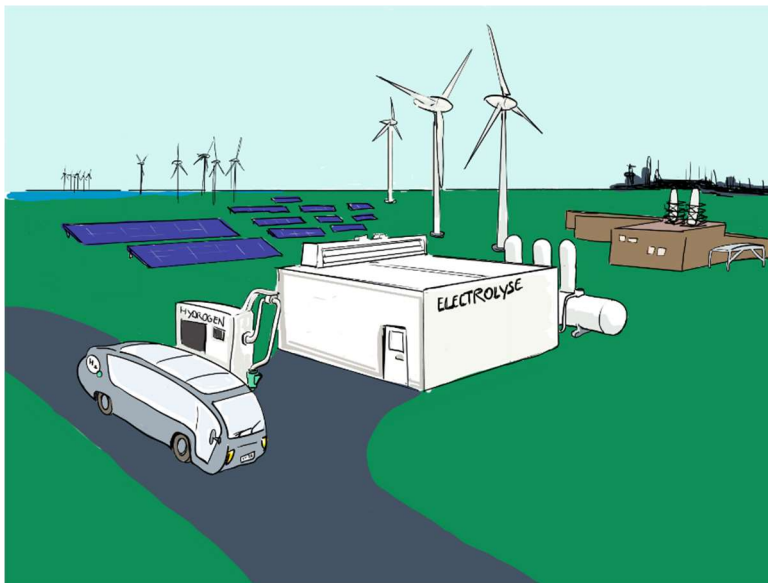


TNO PUBLIEK

TNO-rapport**TNO 2018 R11197 | Eindrapport****Waterstof uit elektrolyse voor maatschappelijk
verantwoord netbeheer – Businessmodel en
businesscase**Anna van Buerenplein 1
2595 DA Den Haag
Postbus 96800
2509 JE Den Haag

www.tno.nl

T +31 88 866 00 00



Datum 23 november 2018

Auteur(s) Karin van Kranenburg, Robert de Kler, Niels Jansen, Aliene van der Veen, Coen de Vos en Hugo Gelever

Samen met

Opdrachtgever Enpuls
Projectnaam Groene Waterstof voor maatschappelijk verantwoord netbeheer
Projectnummer 060.35625

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2018 TNO

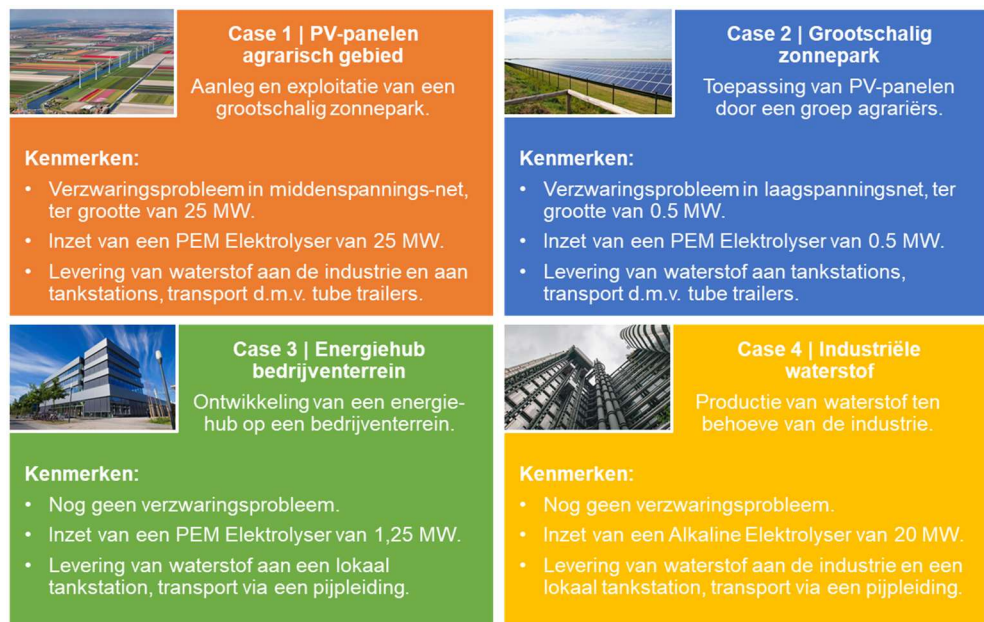
TNO PUBLIEK

Managementsamenvatting

Nederland werkt volop aan de verduurzaming van haar energiesysteem. In deze energietransitie is een grote rol weggelegd voor opwekking van elektriciteit uit duurzame bronnen als zon en wind, ter vervanging van fossiele bronnen. Netbeheerders spelen daarbij een belangrijke rol. Door slim gebruik te maken van de reeds aanwezige infrastructuur voor gas en elektriciteit kunnen zij de inpassing van elektriciteit uit duurzame bronnen stimuleren. Bovendien werken ze aan de ontwikkeling van innovatieve oplossingen om de energietransitie versnellen.

Tegelijkertijd stelt de verduurzaming van het energiesysteem de netbeheerder voor uitdagingen. Een van de problemen is dat decentrale opwek tot lokale congestieproblemen in het elektriciteitsnetwerk kan leiden, die verzwaring van het netwerk nodig maken. Dat vergt tijd en brengt veelal hoge kosten met zich mee. Netbeheerders zoeken daarom naar alternatieven voor netverzwaring, zoals de inzet van waterstofproductie uit elektrolyse. In deze studie hebben TNO en DNV-GL in opdracht van Enpuls onderzocht in hoeverre dit alternatief 'groen' en haalbaar is, en welke invloed de regionale netbeheerder kan uitoefenen op het realiseren van een positieve businesscase.

De onderzoekers hebben hun studie opgezet aan de hand van vier casestudies, waarvoor gegevens zijn ontleend aan de praktijk. Figuur 1 beschrijft de belangrijkste kenmerken van elke case. De cases vullen elkaar aan; samen verschaffen ze een representatief beeld van de problematiek en van de haalbaarheid van het inzetten van waterstof uit elektrolyse voor netbeheer.



Figuur 1 Vier representatieve en complementaire casestudies, aan de praktijk ontleend.

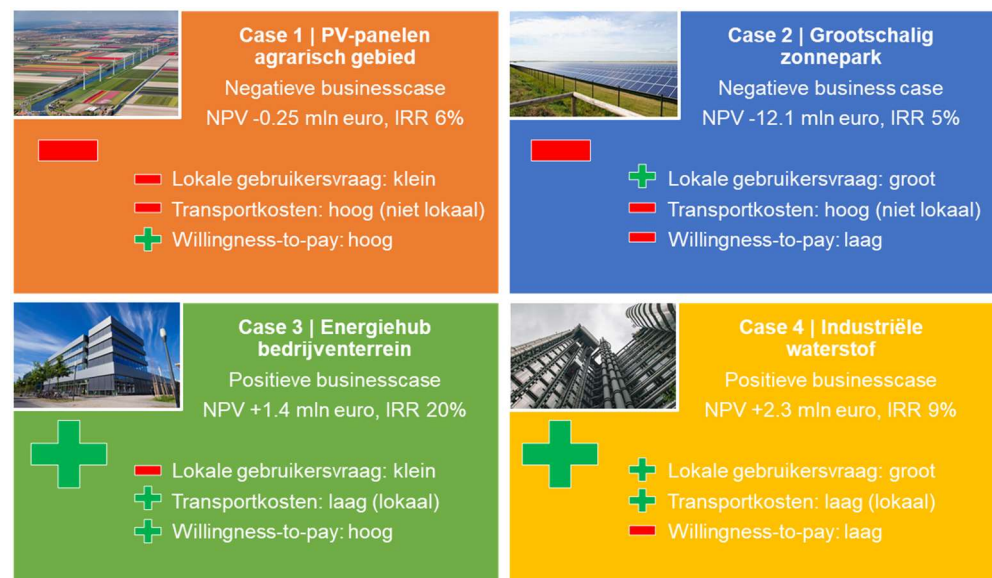
De conclusie van de studie luidt als volgt:

De inzet van elektrolyse voor verantwoord netbeheer is op dit moment alleen in uitzonderlijke situaties haalbaar, zo tonen de vier casestudies aan. Inzet van elektrolyse kan netverzwaring in sommige gevallen voorkomen, waarbij de omstandigheden bepalen of de businesscase van de waterstofproducent sluit en of de netbeheerder mogelijkheden heeft om de businesscase positief te beïnvloeden. De businesscase voor de inzet van waterstof uit elektrolyse wordt richting toekomst waarschijnlijk aantrekkelijker – en groener.

De verschillende elementen van de conclusie worden hieronder toegelicht.

Of de businesscase voor de productie van waterstof uit elektrolyse sluit, hangt sterk af van de lokale omstandigheden en van de elektriciteitsprijzen.

Figuur 2 bevat de uitkomsten van de businesscase-analyse voor de vier casestudies. De uitkomsten ervan hangen sterk af van de lokale omstandigheden en van de elektriciteitsprijs.



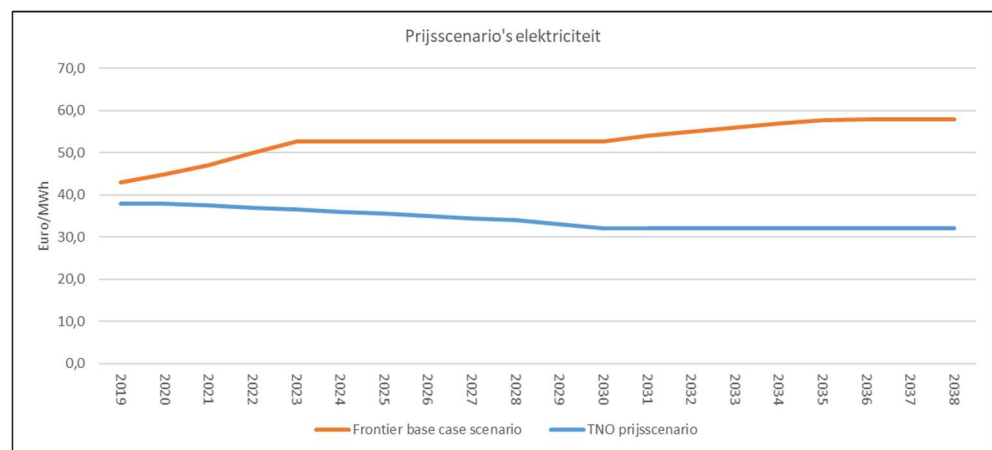
Figuur 2 De uitkomsten van de analyse, doorgerekend met het TNO-prijsscenario. De 'omvang' van de lokale gebruikersvraag, de transportkosten en de willingness-to-pay verschillen per case. Voor case 1 en 2 is de businesscase negatief, terwijl hij voor case 3 en 4 positief is.

Allereerst moet er, om een positieve businesscase te realiseren, voldoende lokale vraag naar waterstof zijn. Alleen dan kan de investering in een elektrolyser worden terugverdiend. Voldoende vraag, omdat dat schaalvoordelen mogelijk maakt, en lokale vraag omdat dat (hoge) kosten voor waterstoftransport voorkomt. Ook vormt de willingness-to-pay, de prijs die de afnemer bereid is te betalen voor de waterstof, een belangrijke factor in de businesscase. Dit verschilt per domein en toepassing, maar als de betaalbaarheid laag is komt de case niet rond.¹ Concurrenieren met

¹ Voor mobiliteitstoepassingen hebben de onderzoekers een willingness-to-pay van 5 euro per kg verondersteld, over de volledige looptijd van de businesscase (er is gerekend met 20 jaar). Voor industrieel verbruik loopt de willingness-to-pay op met de gasprijs, en is gerekend met 2,78 euro per kg in 2019 tot 3,48 euro per kg in 2038. Zie hoofdstuk 3 voor een onderbouwing.

grootschalige afname van grijze waterstof uit SMR-units, waarbij de willingness-to-pay rond de 2 euro per kg ligt, is voorlopig niet haalbaar.

Ook de elektriciteitsprijs heeft veel invloed op de businesscase: de marginale kosten van waterstofproductie zijn vrijwel evenredig met de elektriciteitsprijs. Wanneer de elektriciteitsprijzen te hoog zijn om waterstof rendabel te kunnen produceren, zal de elektrolyser niet 'aan' staan. Met andere woorden: de elektriciteitsprijzen hebben veel impact op het aantal 'draaiuren' dat de elektrolyser maakt. Onzeker is hoe de elektriciteitsprijs zich in de toekomst zal ontwikkelen. Figuur 3 toont de twee prijsscenario's die in deze studie zijn gebruikt. In het TNO-scenario dalen de prijzen, terwijl ze in het Frontier base case scenario² stijgen.



Figuur 3 Het base case scenario van Frontier en het TNO-prijsscenario. In het Frontier base case scenario worden stijgende elektriciteitsprijzen verondersteld, terwijl TNO een daling voorziet, veroorzaakt door de toename van het aantal windparken. De knik in de grafieken bij 2030 hangt samen met de uitfasering van kolencentrales.

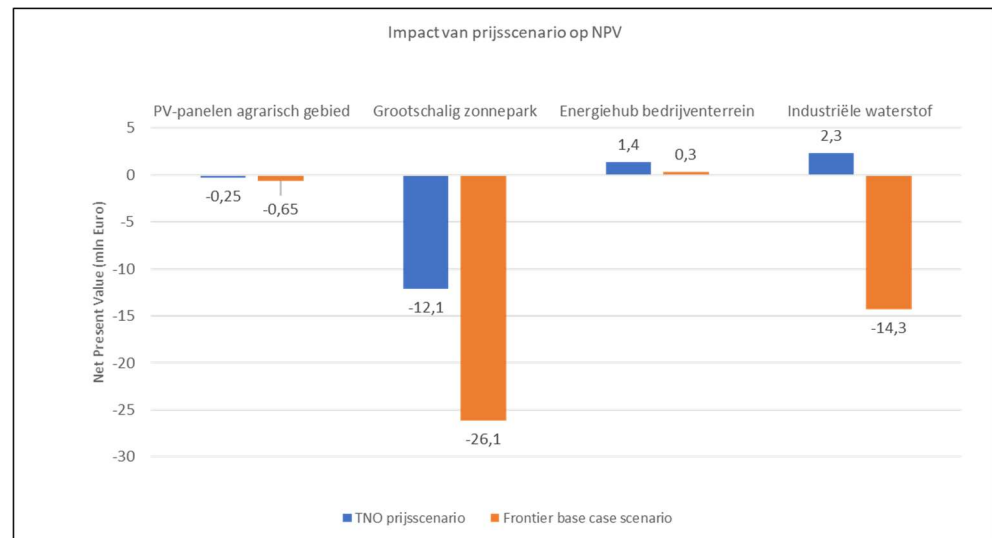
De cases zijn doorgerekend met het TNO-prijsscenario. In dit scenario pakken de businesscases voor case 3 (energiehub bedrijventerrein) en case 4 (industriële waterstof) positief uit. In beide gevallen geldt dat de elektrolyser nagenoeg volcontinu draait. Wanneer de cases worden doorgerekend met het Frontier base case scenario, waarin de elektriciteitsprijzen stijgen, is alleen case 4 nog positief, zoals Figuur 4 op de volgende pagina illustreert. In dit prijsscenario worden aanzienlijk minder draaiuren gerealiseerd.

De netbeheerder kan de businesscase positief beïnvloeden door het bieden van 'incentives' aan de waterstofproducent, maar is daarbij wel aan juridische kaders gebonden.

Zoals hierboven beschreven, kent de businesscase voor de productie van waterstof uit elektrolyse nog veel onzekerheden. Wanneer de inzet van waterstof een dure netverzwaring helpt voorkomen, zou de netbeheerder de businesscase positief kunnen proberen te beïnvloeden. De besparing die het voorkomen van de netverzwaring oplevert, biedt financieel ruimte die gebruikt zou kunnen worden om de waterstofproducent tegemoet te komen. Hij kan wellicht verleid worden om te

² Prijsscenario volgens "Frontier Economics, Scenarios for the Dutch electricity supply system", report prepared for the Dutch Ministry of Economic Affairs, September 2015.

bouwen op locaties die ook vanuit netbeheerperspectief gunstig zijn, waardoor een win-winsituatie kan ontstaan.



Figuur 4 Impact van elektriciteitsprijzen op de businesscase. In het Frontier base case scenario, met stijgende elektriciteitsprijzen worden drie van de vier cases negatief.

De netbeheerder zou bijvoorbeeld flexibiliteit kunnen afnemen, korting kunnen geven op de aansluit- en transportkosten, of een afnamegarantie voor de waterstof kunnen afgeven. De ruimte die de netbeheerder heeft om iets te doen, hangt af van de kosten van de netverzwaring die voorkomen wordt. Dat verschilt uiteraard van geval tot geval. Tabel 1 illustreert welke ruimte er is in de casestudies, en welke impact het inzetten van die ruimte zou hebben op de afzonderlijke businesscases. De genoemde incentives passen op dit moment echter nog niet in bestaande wet- en regelgeving. Ook subsidies en afspraken met lokale energieproducenten of -afnemers kunnen positief bijdragen aan de businesscase van de waterstofproducent.

Tabel 1 De financiële ruimte die de netbeheerder heeft hangt af van de omvang van het verzwaringprobleem. In deze tabel is per case aangegeven welke impact het inzetten van de maximale ruimte zou hebben op de businesscase.

Ruimte voor en impact van maatregelen	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijventerrein	Case 4 Industriële waterstof
Maximale ruimte netbeheerder voor incentives (gerelateerd aan het voorkomen van het verzwaringprobleem)	0,5 mln euro	7,0 mln euro	N.v.t.: geen verzwaringprobleem	N.v.t.: geen verzwaringprobleem
Impact op NPV bij het maximaal benutten van bovengenoemde ruimte voor incentives	NPV stijgt met 0,21 mln euro Nieuwe NPV: -0,04 mln euro	NPV stijgt met 6,4 mln euro Nieuwe NPV: - 5,7 mln euro		

Juist op de plaatsen met veel lokale marktpotentie (bijvoorbeeld op bedrijventerreinen of industriegebieden) is echter vaak al een ruim gedimensioneerd elektriciteitsnet aanwezig, waardoor netverzwaring misschien niet nodig is (zoals in case 3 en 4). Op plaatsen waar wel een netverzwaring voorkomen zou kunnen

worden (zoals in case 1 en 2), is de lokale marktpotentie voor waterstof waarschijnlijk vaak beperkt, waardoor de businesscase voor waterstof moeilijk sluiten – zelfs wanneer de netbeheerder incentives kan en wil bieden.

De businesscase voor de inzet van waterstof uit elektrolyse wordt richting toekomst waarschijnlijk aantrekkelijker – en groener.

Kijken we naar de toekomst, dan zal het aantal situaties waarin de inzet van elektrolyse ten behoeve van netbeheer zinvol en economisch haalbaar is zeer waarschijnlijk toenemen. Zo zullen er vaker situaties optreden waarin netverzwaring nodig is, dankzij de groei van gedistribueerde opwek van elektriciteit uit duurzame bronnen. Bovendien zal de vraag naar waterstof vermoedelijk stijgen³, waardoor het op meer plekken aantrekkelijk wordt om waterstof te gaan produceren. Ook andere ontwikkelingen zullen de businesscase positief beïnvloeden: de verwachte kostendaling van elektrolyzers, een mogelijke daling van elektriciteitsprijzen, in combinatie met een toenemende volatiliteit van deze prijzen, en de verwachte toename van het aantal waterstof-transportnetwerken, zoals mogelijk het aardgasnet.

Daarnaast zal de mate waarin de geproduceerde waterstof groen is toenemen met de jaren en meer bijdragen aan verduurzaming van de maatschappij. Waterstof uit elektrolyse wordt groen door toepassing van Garanties van Oorsprong (GvO's)⁴ en draagt bovendien steeds meer bij aan verduurzaming van de maatschappij door toenemende additionaliteit. In de toekomst kan er waarschijnlijk zelfs een positieve businesscase gerealiseerd worden door de waterstofproductie direct te koppelen aan duurzame, lokale opwek – mits de elektriciteitsprijzen en de kosten van de gebruikte elektrolyzers voldoende dalen. Hoe snel dit binnen bereik komt, is uiteraard afhankelijk van een aantal onzekere factoren, zoals de prijsontwikkeling van elektriciteit en van elektrolyzers, en van de snelheid waarmee de energietransitie vorm krijgt. Maar als het zover is, dan wordt het economisch daadwerkelijk haalbaar om groene waterstofproductie uit lokaal opgewekte, duurzame energie in te zetten voor maatschappelijk verantwoord netbeheer!

Volg als netbeheerder een beleid van strategisch opportunisme, waarin adequaat op kansen kan worden ingespeeld.

Uit deze studie volgt, dat het voor netbeheerders verstandig is om voorlopig een beleid van 'strategisch opportunisme' te volgen, waarin per situatie wordt beoordeeld of de productie van waterstof via elektrolyse al een aantrekkelijke optie kan zijn in relatie tot verantwoord netbeheer, en waarin snel en adequaat kan worden ingespeeld op kansen die zich voordoen. De netbeheerder kan zich daarop voorbereiden, door mogelijk interessante locaties in een zo vroeg mogelijk stadium al te identificeren. Verwachte verzwaringproblemen vormen daarbij een belangrijk afwegingscriterium.

³ Zie bijvoorbeeld de Routekaart Waterstof van de Topsector Energie.

⁴ In deze studie is in de basis gerekend met energie van het netwerk, zonder GvO's. De gebruikte elektriciteit veroorzaakt dan meer CO₂-emissies dan waterstof geproduceerd uit aardgas. Door het kopen van GvO's kan groene waterstof geproduceerd worden, omdat dan contractueel is vastgelegd dat de gebruikte elektriciteit daadwerkelijk duurzaam is opgewekt. Dit heeft echter wel een negatieve impact op de businesscase, zoals in hoofdstuk 6 uitgewerkt.

Op grond van die analyse kan de netbeheerder vroegtijdig bepalen bij welke nieuwe initiatieven waterstof mogelijk een rol kan spelen, zodat gericht onderzocht kan worden of er een win-winsituatie met potentiële waterstofproducenten kan ontstaan. Voor hen zijn de elektriciteitsprijs, de lokale vraag naar waterstof en de willingness-to-pay van de beoogde afnemers, alsmede de transportmogelijkheden voor waterstof en het prijsniveau van de elektrolyser belangrijke afwegingscriteria in het bepalen van hun vestigingsplaats. Mogelijk kunnen incentives ingezet worden om de businesscase voor waterstofproductie positief te beïnvloeden; het is daarom verstandig om eventuele beperkingen die daarbij vanuit de wet- en regelgeving gelden alvast zoveel mogelijk op voorhand scherp te hebben en – waar mogelijk – af te vangen.

Zodra (groene) waterstofproductie maatschappelijk een vlucht neemt, past een strategie waarin waterstofproductie als flexibiliteitsoptie een van de structurele uitvoeringsmogelijkheden voor ‘verzwaren tenzij’ vormt. In die strategie zouden (groene) waterstofproducenten een vaste plek kunnen krijgen als aanbieders van flexibiliteitsdiensten in het regionale netwerk.

Inhoudsopgave

	Managementsamenvatting	2
1	Inleiding	9
2	Businessmodel voor waterstofproductie uit elektrolyse	11
2.1	Stakeholders en hun belangen.....	11
2.2	Businessmodel voor waterstofproductie uit elektrolyse.....	16
2.3	Business model per use case.....	17
3	Businesscase voor waterstofproductie uit elektrolyse	25
3.1	Uitgangspunten en aannames.....	25
3.2	Resultaten.....	27
3.3	Gevoeligheidsanalyse.....	30
4	Incentives voor een betere businesscase	36
4.1	Incentives om waterstofproductie uit elektrolyse in te zetten ten gunste van effectief regionaal netbeheer.....	36
4.2	Incentives door overige stakeholders	39
5	Uitwerking van de use cases.....	41
5.1	Use case 'PV-panelen in agrarisch gebied'	41
5.2	Use case 'Grootschalig zonnepark'	46
5.3	Use case 'Energiehub op een bedrijventerrein'	50
5.4	Use case 'Industriële waterstof'	55
5.5	Overzicht van resultaten	59
6	Mogelijkheden voor vergroening	62
6.1	Energie van het netwerk zonder GvO's.....	62
6.2	Energie van het netwerk met Garanties van Oorsprong	64
6.3	Energie van het netwerk, PPA en alleen draaien tijdens uren wind of zon.....	64
6.4	Investeren in duurzame opwekking om groene waterstof te maken of curtailment te voorkomen	65
7	Conclusies en aanbevelingen	66
7.1	Conclusies	66
7.2	Aanbevelingen	71

1 Inleiding

Nederland is volop bezig met het verduurzamen van het energiesysteem. In deze energietransitie is een grote rol weggelegd voor opwekking van elektriciteit uit duurzame bronnen als zon en wind, ter vervanging van fossiele bronnen. De netbeheerder speelt een belangrijke rol in de energietransitie. Door slim gebruik te maken van reeds aanwezige infrastructuur voor gas en elektriciteit kan hij ervoor zorgen dat er schaalbare oplossingen worden ontwikkeld die de energietransitie versnellen.

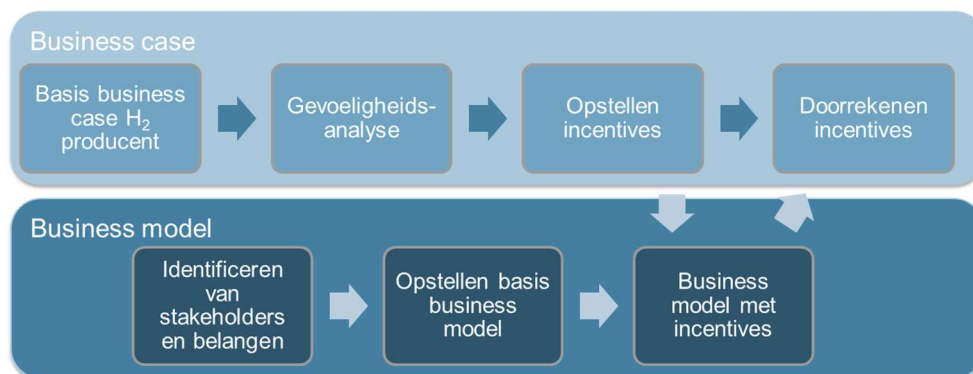
Enpuls, als onderdeel van de Enexis Groep, wil meer inzicht verkrijgen in de marktpotentie van groene waterstoftechnologie en de onderliggende businessmodellen. Dit inzicht moet helpen om te bepalen hoe de regionale netbeheerder maatschappelijk verantwoord netbeheer kan uitvoeren. Daarom heeft Enpuls aan TNO en DNV-GL gevraagd om hier onderzoek naar te doen. Deze studie bestaat uit de volgende drie onderdelen:

- Module 1 Inzicht in groene waterstofproductietechnologieën;
- Module 2 Marktpotentie groene waterstofproductiefaciliteiten;
- Module 3 Businesscase waterstofproductie uit elektrolyse en de rol van netbeheerders.

De modules zijn gezamenlijk uitgevoerd door TNO en DNV-GL, met DNV-GL als projectleider voor de modules 1 en 2 (met TNO als onderaannemer) en TNO als projectleider van module 3 (met DNV-GL als onderaannemer). In dit rapport wordt op verschillende plekken naar de modules 1 en 2 verwezen.

Waterstofproductie uit elektrolyse biedt mogelijkheden voor netbeheerders om congestie te voorkomen, door de waterstofproductie lokaal in te zetten in gebieden met veel opwek (als stuurbaar vermogen). Een businessmodel, waarin zowel de belangen van de netbeheerder als de waterstofproducent geborgd worden, kan leiden tot een win-winsituatie. Voor de netbeheerder kan de doelmatige inzet van waterstofproductie als stuurbaar vermogen investeringen in netverzwaring voorkomen of uitstellen. Voor de waterstofproducent kan een dergelijk businessmodel bijvoorbeeld resulteren in extra verdien capaciteit door het leveren van systeemdiensten, in een kostenreductie door een korting op de aansluiting of in risicoreductie dankzij een gegarandeerde afname van waterstof. Dit is in module 3 onderzocht. Dit rapport bevat de uitkomsten.

Dit rapport geeft tevens inzicht in de businesscase van de waterstofproducent en de gevoeligheden daarin – waarop de netbeheerder invloed kan uitoefenen. Deze gevoeligheden zijn vertaald in stimulansen ('incentives') die de netbeheerder de waterstofproducent kan bieden om waterstofproductie uit elektrolyse (en daarmee regelvermogen) in voor de netbeheerder aantrekkelijke gebieden te stimuleren. Vervolgens zijn ze door de onderzoekers uitgewerkt in een voor beide partijen aansprekend businessmodel, waarin het voor de waterstofproducent aantrekkelijk is om lokaal flexibiliteit te bieden aan de netbeheerder. De incentives zijn daartoe doorgerekend in de businesscase voor de waterstofproducent. Figuur 5 schetst de aanpak zoals gevolgd in module 3.



Figuur 5 Aanpak van module 3.

Dit rapport is als volgt opgebouwd:

- **Hoofdstuk 2** geeft inzicht in het businessmodel voor waterstofproductie uit elektrolyse, binnen de context van de energiesector. Het businessmodel wordt gespecificeerd voor de vier use cases die in module 2 zijn opgesteld.
- **Hoofdstuk 3** behandelt de basis-businesscase voor waterstofproductie uit elektrolyse. Het bevat tevens de resultaten van een gevoeligheidsanalyse op de basis-businesscase.
- **Hoofdstuk 4** bespreekt de incentives die de onderzoekers hebben geïdentificeerd om waterstofproductie uit elektrolyse in voor de netbeheerder aantrekkelijke gebieden te stimuleren.
- **Hoofdstuk 5** bevat de uitwerking van vier use cases die in module 2 zijn opgesteld. Voor elk daarvan is een businesscase opgesteld en zijn de mogelijkheden tot verbetering van de businesscase, waaronder de incentives uit hoofdstuk 4, doorgerekend. Per use case is bovendien een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd.
- **Hoofdstuk 6** bespreekt de mogelijkheden om de waterstof te vergroenen en de consequenties daarvan voor de businesscase.
- **Hoofdstuk 7** bevat de conclusies en aanbevelingen van het onderzoek.

Referenties zijn in de voetnoten opgenomen. Bij dit rapport hoort een Excel werkmapp met een uitwerking van de basis-businesscase en een doorrekening van de use cases.

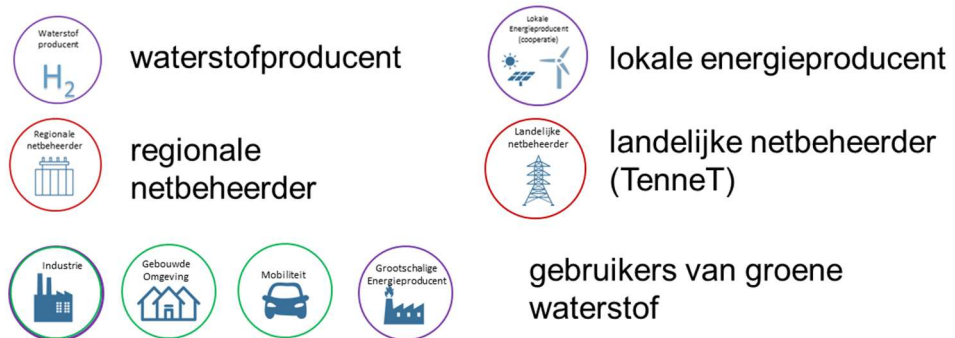
2 Businessmodel voor waterstofproductie uit elektrolyse

Dit hoofdstuk behandelt het businessmodel voor waterstofproductie uit elektrolyse, in de context van de energiesector. Eerst worden de betrokken stakeholders in kaart gebracht, inclusief hun belangen met betrekking tot waterstofproductie uit elektrolyse (paragraaf 2.1). Vervolgens wordt een businessmodel gepresenteerd, dat de relaties tussen de stakeholders schetst (paragraaf 2.2). Paragraaf 2.3 specificiert het businessmodel voor de vier casestudies van dit onderzoek.

2.1 Stakeholders en hun belangen

Figuur 6 geeft de belangrijkste stakeholders weer met betrekking tot waterstofproductie uit elektrolyse, binnen de context van de energiesector. Elke stakeholder heeft verschillende belangen, zoals onder de figuur geschetst.

BELANGRIJKSTE STAKEHOLDERS



Figuur 6 Belangrijkste stakeholders voor waterstofproductie uit elektrolyse (binnen de context van de energiesector).

Belangen van de waterstofproducent

- **Een concurrerende kostprijs voor de productie van waterstof.** Om zo goedkoop mogelijk te kunnen produceren, is vooral een lage elektriciteitsprijs belangrijk. Daarnaast moet de investering in de faciliteit 'uitgenut' worden, waarvoor een hoog aantal operationele uren van belang is. Hier zal de waterstofproducent in de praktijk een optimum zoeken: wanneer de elektriciteitsprijs lager is dan de marginale opbrengst, wordt geproduceerd. Is de elektriciteitsprijs hoger, dan is productie vanuit bedrijfseconomisch perspectief niet interessant: de elektriciteit kost dan meer dan de waterstof opbrengt. Ook heeft de waterstofproducent belang bij voldoende zekerheid rond elektriciteitsprijzen. Volatiliteit in de elektriciteitsprijzen kan gunstig zijn voor de waterstofproducent, zolang hij voldoende operationele uren en marge kan maken. Naast de kosten voor elektriciteit spelen ook de aansluit- en transmissiekosten op het elektriciteitsnet en de kosten voor transport en opslag van het geproduceerde waterstof een rol in de businesscase van de waterstofproducent.

- **Een betrouwbare afzetmarkt voor (groene) waterstof uit elektrolyse.** De waterstofproducent wil zoveel mogelijk zekerheid dat hij de door hem geproduceerde waterstof kan afzetten. Daarvoor zijn een constante of groeiende vraag naar waterstof en concreet zicht op afzetmarkten essentieel, bijvoorbeeld voor gebruik in industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving of de energiemarkt (voor omzetting naar elektriciteit). Ook de prijs die de producent krijgt voor zijn waterstof is belangrijk in de businesscase. De prijs die de producent krijgt hangt af van de markt waarin hij de waterstof afzet. In sommige afzetmarkten (bijvoorbeeld een industrieel cluster met een waterstofnet) zal de prijs worden gedreven door het aanbod. In andere markten is de 'willingness-to-pay' van de afnemer bepalend. Deze verschilt per afnemer en hangt af van de toepassing en de mate waarin de afnemer bereid is 'extra' te betalen voor de groenwaarde van de waterstof. De mate waarin de waterstof groen is dan ook een belangrijk aspect in de businesscase (zie hoofdstuk 6).

Belangen van de regionale netbeheerder

- **Maatschappelijk verantwoord netbeheer.** De regionale netbeheerder heeft als taak om netbeheer uit te voeren op een maatschappelijk verantwoorde wijze. Een van de elementen daarin is het leveren van een kwalitatief goede netwerkdienstverlening tegen acceptabele kosten. Tegelijkertijd wil de regionale netbeheerder de energietransitie faciliteren en waar mogelijk versnellen. Hij zal initiatieven voor de opwek van elektriciteit uit duurzame bronnen, zoals windmolens en zonneparken, dan ook stimuleren en ernaar streven om netverzwaring, waar nodig, tijdig te realiseren. In het veranderende energielandschap is het verzwaren van het elektriciteitsnet een probleem: tijdig verzwaren is soms niet mogelijk en de kosten zijn bovendien vaak hoog. Regionale productie van waterstof uit elektrolyse kan in sommige situaties een alternatief bieden voor verzwaren ten behoeve van teruglevering: door waterstof te produceren op die momenten waarop er teveel elektriciteit wordt geproduceerd.
- **Integraal beleid ten aanzien van netverzwaring.** In de energietransitie speelt elektrificatie een steeds grotere rol. Daarnaast wordt meer gebruik gemaakt van duurzame energiebronnen zoals zon en wind, die volatieler van karakter zijn dan fossiele bronnen. Daarmee ontstaat behoefte aan meer capaciteit in het elektriciteitsnetwerk, en dat noopt tot een integraal beleid ten aanzien van verzwaring. Een dergelijk beleid vergt een betere voorspelling van de toekomstige capaciteitsvraag per netwerkdeel, bijvoorbeeld om het meermaals verzwaren van netwerkdelen te voorkomen. Het benutten van de mogelijkheden van flexibiliteitsdiensten kan, in combinatie met het efficiënt benutten van de bestaande capaciteit, in specifieke situaties zorgen voor uitstel of zelfs afstel van grote investeringen in verzwaring. Hier speelt kostenoptimalisatie (verzwaren en/of flexibiliteit benutten) een rol. Ook is het wenselijk om te sturen op de locaties waar grootschalige opwek uit duurzame bronnen plaatsvindt: voor de netbeheerder heeft het voorkeur om wind- en zonneparken aan te sluiten op locaties waar voldoende netwerkcapaciteit beschikbaar is. Tot slot speelt ook de organisatiecapaciteit een rol: deze is beperkt en zal optimaal benut moeten worden. Er is bijvoorbeeld beperkte monteurscapaciteit, die doelmatig ingezet zal moeten worden.

Belangen van de lokale energieproducent

Voor de lokale energieproducent, bijvoorbeeld de beheerder van een wind- of zonnepark, of een coöperatie van agrariërs die investeert in PV-panelen op daken, zijn de volgende zaken van belang:

- **Maatschappelijk verantwoord ondernemen, imago.** Voor lokale energieproducenten is het bijdragen aan verduurzaming vaak een van de doelstellingen. Een groen imago is dan ook belangrijk voor lokale energieproducenten.
- **Reduceren onzekerheid rond afzet en prijs.** De lokale energieproducent wil zijn elektriciteit altijd kunnen afzetten (ook wanneer er een overschot aan elektriciteit is), tegen een zo gunstig mogelijke prijs. Het maken van prijsafspraken met een lokale producent van waterstof uit elektrolyse kan onzekerheid helpen verminderen.
- **Winstoptimalisatie.** Als ondernemer zal een lokale energieproducent zijn winst willen optimaliseren. Rendabele exploitatie van zijn faciliteiten en een aanvaardbare terugverdientijd zijn daarmee belangrijke elementen in zijn businesscase. Waterstofproductie achter de meter van het zonnepark kan bijdragen aan kostenreductie. Wanneer achter de meter van een zonnepark of windpark waterstof geproduceerd wordt, kan dat de omvang van de aansluiting op het netwerk beperken en dus kosten besparen voor zowel de lokale energieproducent als de waterstofproducent. In de toekomst gaan er mogelijk ook transportkosten gelden voor lokale energieproducenten. In dat geval kunnen ook daar kosten bespaard worden, door de waterstofproducent achter de meter van het zonne- of windpark aan te sluiten.
- **Goedkope en bruikbare locatie.** Om de kosten laag te houden, is het van belang om een goedkope locatie te vinden die bruikbaar is voor de opwek van elektriciteit uit duurzame bronnen. Zaken die daarbij een rol spelen zijn bijvoorbeeld de afstand tot bebouwing (bij een zonne- of windpark), maar ook de aanwezigheid van een netaansluiting.
- **Snel operationeel worden, voldoende netwerkcapaciteit, lage kosten.** Een investeerder in regionale energieproductie zal zo snel mogelijk willen operationaliseren. Soms vormt de benodigde verzwaring van het elektriciteitsnet een drempel. Zeker aanpassingen aan het hoogspanningsnet (door TenneT) kunnen een tijdspanne van vijf jaar of langer beslaan. In zo'n geval kan het uitwijken naar een alternatieve locatie met voldoende netwerkcapaciteit een oplossing zijn om toch snel aan de slag te gaan. Ook waterstofproductie uit elektrolyse op de locatie van de lokale energieproducent kan vertraging voorkomen, wanneer een (tijdrovende) netverzwaring hierdoor vermeden wordt.

Belangen van de landelijk netbeheerder (TenneT)

- **Maatschappelijk verantwoord netbeheer.** De landelijk netbeheerder heeft, net als de regionale netbeheerder, de taak om netwerkbeheer op een maatschappelijk verantwoorde wijze uit te voeren. Ook TenneT moet een kwalitatief goede netwerkdienstverlening leveren tegen acceptabele kosten en de inpassing van duurzame energie faciliteren. Daarbij moeten genoemde

partijen ondoelmatige investeringen voorkomen. Als landelijk netbeheerder is TenneT er bovendien aan gehouden om de ontwikkeling van een duurzame elektriciteitsmarkt in Noordwest-Europa te ondersteunen en mede te faciliteren.

- **Leveringszekerheid waarborgen en balanshandhaving.** De landelijk netbeheerder is verantwoordelijk voor leveringszekerheid van elektriciteit, onder andere door te zorgen dat vraag en aanbod altijd met elkaar in evenwicht zijn (balanshandhaving). Om deze balans in stand te houden, maakt TenneT gebruik van instrumenten als regelvermogen, reservevermogen en noodvermogen, waarmee pieken en dalen in vraag een aanbod kunnen worden opgevangen.⁵

Belangen van de gebruikers van waterstof

Op dit moment wordt waterstof met name gebruikt als grondstof voor de industrie. De verwachting is dat waterstof, naast grondstof, ook gebruikt zal gaan worden als brandstof in de industrie, voor toepassing in fornuizen (hoge temperatuur warmte). Daarnaast wordt waterstof al op kleine schaal toegepast in de mobiliteitssector (in voertuigen met een brandstofcel) en voor de omzetting naar elektriciteit door de energiesector.⁶ Ook voor de verwarming van gebouwen wordt inzet van waterstof overwogen, bijvoorbeeld door waterstof bij te mengen in het gasnet.

Globaal gezien zijn de volgende zaken belangrijk voor gebruikers van waterstof uit elektrolyse:

- **De groenwaarde van waterstof.** Dat waterstof is geproduceerd met behulp van elektriciteit uit hernieuwbare bronnen is voor sommige (potentiële) afnemers erg belangrijk. Groene waterstof vormt een duurzaam alternatief voor aardgas en andere fossiele bronnen van energie en/of grondstoffen.
- **De prijs van waterstof.** De waterstof uit elektrolyse moet concurrerend geprijsd zijn. Vaak zal de prijs van groene waterstof vergeleken worden met die van grijze (of blauwe) waterstof.⁷ De groenwaarde beïnvloedt de hoogte van een eventuele premium die de gebruiker bereid is te betalen. Daarnaast zullen de kosten vergeleken worden met die van substituten, zoals fossiele of 'biobased' brandstoffen. In mobiliteit zal een vergelijking worden gemaakt met benzine of diesel, maar ook met de kosten van elektrische voertuigen. Daarbij gaat het niet alleen om de kosten van de waterstof als zodanig, maar ook om de benodigde investeringen in infrastructuur en voertuigen.
- **Mogelijkheden voor (her)gebruik van bestaande infrastructuur.** De gebruiker heeft er belang bij om zoveel mogelijk gebruik te (kunnen) maken van

⁵ Meer informatie is te vinden op <https://www.tennet.eu/nl/onze-kerntaken/systeemdiensten/balanshandhaving/> en <https://www.tennet.eu/nl/onze-kerntaken/leveringszekerheid/leveringszekerheid/>

⁶ Meer informatie over toepassing van waterstof uit elektrolyse is te vinden in het rapport van module 2 van dit onderzoek.

⁷ Grijze waterstof is waterstof die wordt gemaakt uit aardgas. Groene waterstof wordt gemaakt door middel van elektrolyse met behulp van elektriciteit uit duurzame bronnen (afgedekt door Garanties van Oorsprong). Blauwe waterstof is een 'tussenvorm', waarbij aardgas wordt gebruikt als grondstof maar waarbij de CO₂ die vrijkomt bij de verbranding daarvan (voor een deel) wordt afgevangen en opgeslagen. Het rapport van module 1 van dit project bevat meer informatie over dit onderwerp.

bestaande infrastructuur, om hoge investeringen en langdurige projecten voor de aanleg van nieuwe infrastructuur te voorkomen. Afschrijving van bestaande infrastructuur vormt vaak een drempel voor verandering. De mogelijkheden voor hergebruik verschillen per toepassing en per case. Bij hergebruik valt te denken aan gebruik van bestaande pijpleidingen (met name het aardgasnet) of aan fornuizen waarbij alleen branderkoppen hoeven te worden vervangen.

- **Aanbod van installaties en infrastructuur.** Hoe groter het aanbod van installaties en de aanwezigheid van infrastructuur voor de toepassing van waterstof, hoe lager de drempel voor toepassing door gebruikers. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan de hoeveelheid voertuigen met een brandstofcel, aan de aanwezigheid van een waterstoftankstation in de buurt, of aan de marktpenetratie van hybride ketels.
- **Veiligheid.** Uiteraard moeten toepassingen van waterstof veilig zijn. Omdat er nieuwe toepassingen van waterstof zullen ontstaan, waarin nog beperkt ervaring is opgedaan met veiligheidsaspecten, moet hier aandacht aan worden besteed. Bovendien speelt de perceptie van veiligheid bij gebruikers een rol in de adoptiebereidheid.
- **Beschikbaarheid.** Voor de gebruiker is het belangrijk dat er altijd voldoende waterstof beschikbaar is. Continue, betrouwbare levering is daarvoor een voorwaarde.

Naast bovengenoemde stakeholders spelen ook andere stakeholders een rol. Figuur 7 schetst er enkele, maar is niet uitputtend. Denk bijvoorbeeld aan de leveranciers van installaties en voertuigen, aan partijen die tankinfrastructuur aanbieden, aan system integrators en projectontwikkelaars die vraag, aanbod en infrastructuur bij elkaar brengen en daarmee een rol spelen bij het tot stand brengen van projecten, of aan een partij als de Nederlandse Gasunie die plannen heeft om delen van het gasnetwerk te gaan inzetten voor transport van waterstof en daarmee in de toekomst een belangrijke stakeholder kan worden.

OVERIGE STAKEHOLDERS



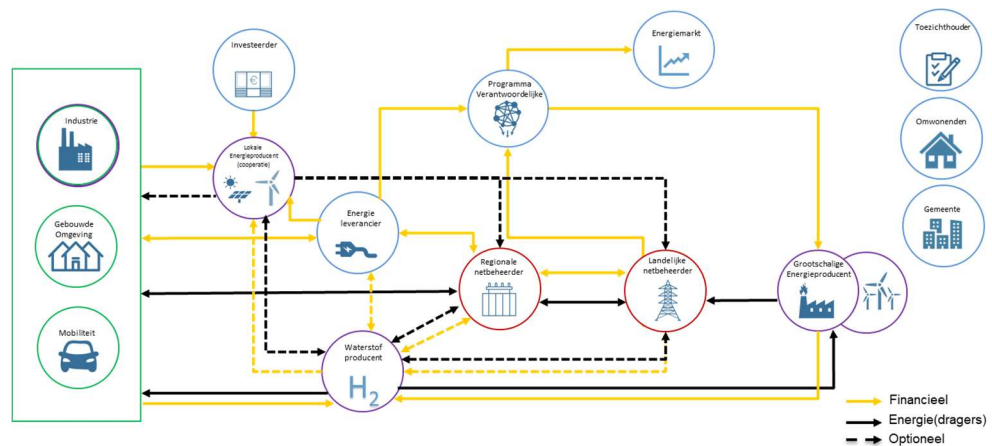
Figuur 7 Overige stakeholders voor waterstofproductie uit elektrolyse (binnen de context van de energiesector).

2.2 Businessmodel voor waterstofproductie uit elektrolyse

Figuur 8 schetst de samenwerking tussen de partijen uit paragraaf 2.1, in de vorm van een businessmodel^{8,9}. In het model wordt onderscheid gemaakt tussen fysieke stromen (weergegeven door de zwarte pijlen) en financiële stromen (de gele pijlen). Sommige partijen spelen een financiële en administratieve rol, bijvoorbeeld de energieleverancier, die als retailer optreedt, en de programmaverantwoordelijke, die handelt op de energiemarkt. Andere partijen zorgen met name voor de opwekking van energie (lokale en grootschalige energieproducenten) of het transport daarvan (de regionale en landelijke netbeheerder).

Merk op dat de netbeheerder, hoewel de zwarte pijlen dit zouden kunnen suggereren, niet de leverancier is van elektriciteit, maar slechts het transport ervan verzorgt. Merk bovendien op dat de waterstofproducent flexibiliteit kan bieden aan de netbeheerder; daarom is de pijl in twee richtingen getekend.

Een aantal pijlen is gestippeld. Dit is gedaan om te illustreren dat hier verschillende opties mogelijk zijn. Een lokale energieproducent kan bijvoorbeeld aangesloten worden op het regionale net (middenspanning of laagspanning), maar ook op het landelijke hoogspanningsnet. Ook voor de aansluiting van de waterstofproducent zijn verschillende mogelijkheden: afhankelijk van de benodigde capaciteit en locatie wordt hij aangesloten op het regionale of hoogspanningsnetwerk. Of er kan sprake zijn van een directe verbinding achter de meter van de lokale energieproducent, waarbij bilateraal afspraken gemaakt worden tussen de lokale energieproducent en de waterstofproducent. De waterstofproducent kan zijn waterstof leveren aan gebruikers in de industrie, gebouwde omgeving en mobiliteit, maar ook aan een grootschalige energieproducent voor omzetting naar elektriciteit.



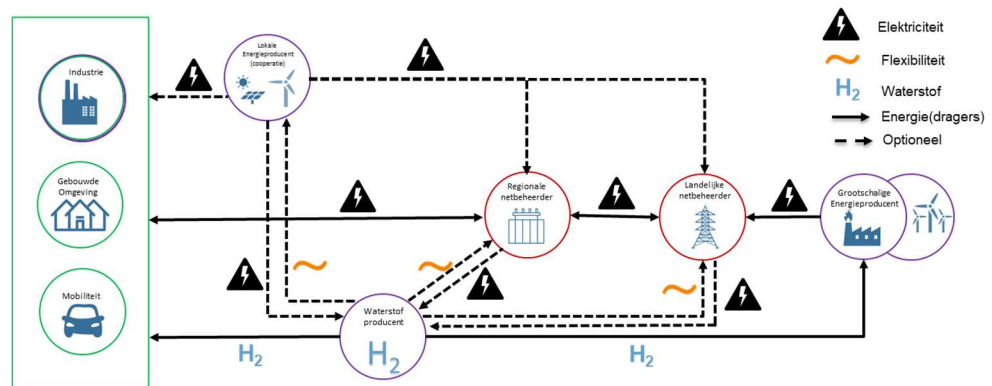
Figuur 8 Businessmodel voor waterstofproductie uit elektrolyse (binnen de context van de energie-sector). In het groene kader worden de gebruikers van waterstof weergegeven (m.u.v. de grootschalige energieproducent).

Figuur 9 licht de fysieke connecties uit en maakt tevens zichtbaar waar de waterstofproducent mogelijkheden heeft om flexibiliteit aan het elektriciteitsnet te

⁸ Een businessmodel in deze vorm wordt ook wel “waardenetwerk” genoemd.

⁹ Dit model is gebaseerd op het systeemmodel dat is ontwikkeld door TNO, in samenwerking met de energiesector, voor de TKI Energie. Zie het rapport “Ontwerp en management van het energiesysteem – Kennisroadmap”, Michel Emde, Niels Jansen e.a., 30 juni 2018.

leveren. Het transport van de waterstof vindt bij voorkeur plaats via een pijpleiding, maar zal, zeker nu de waterstofinfrastructuur in Nederland nog zeer beperkt is, soms ook per truck gaan.



Figuur 9 Specificatie van fysieke stromen in het businessmodel.

2.3 Business model per use case¹⁰

2.3.1 Use case 'PV-panelen in agrarisch gebied'

Deze case speelt in een agrarisch gebied. Vijftien melkveehouderijen zijn voorzien van PV-panelen op de daken van hun schuren. Zij kunnen hiermee voorzien in hun eigen elektriciteitsbehoefte en leveren daarnaast elektriciteit terug aan het net. De bedrijven zijn alle aangesloten op hetzelfde deel van het laagspanningsnet. Vanwege beperkte lokale netwerkcapaciteit bestaat het gevaar van overbelasting op zonnige momenten met veel elektriciteitsproductie. Daarom zal de lokale netbeheerder het netwerk moeten verzwaren en/of PV op piekmomenten moeten afschakelen. Lokale productie van waterstof uit elektrolyse kan dit mogelijk voorkomen.

De producent van waterstof uit elektrolyse zal worden aangesloten op het laagspanningsnet, op dezelfde kabel als de melkveehouderijen, omdat op deze kabel congestie dreigt. Hij kan daardoor flexibiliteit bieden aan de lokale netbeheerder, om congestie te voorkomen. Het meest voor de hand liggend is om deze flexibilitiediensten vast te leggen in een bilateraal contract tussen de waterstofproducent en de regionale netbeheerder, omdat er op deze locatie hoogstwaarschijnlijk geen andere aanbieders van flexibiliteit zullen zijn.

In het contract wordt vastgelegd dat de waterstofproducent produceert op momenten dat er congestie dreigt te ontstaan. Het contract zal moeten voorzien in goede afspraken om de twee belangrijkste risico's af te dekken: 1) het risico dat de elektrolyser onverhoopt niet beschikbaar is in geval van congestie, en 2) het risico dat de elektriciteitsprijs te hoog is voor de waterstofproducent om aan te gaan tijdens momenten van congestie.

Vanwege het eerste risico – onbeschikbaarheid van de elektrolyser tijdens congestie – zal het contract tussen netbeheerder en waterstofproducent een beschikbaarheidsafpraak kunnen bevatten. De netbeheerder kan beschikbaarheid

¹⁰ De in deze paragraaf genoemde gegevens en getallen zijn grotendeels ontleend aan de praktijk.

afdwingen door bijvoorbeeld een boetebedrag in het contract op te nemen. Dat bedrag moet dan gebaseerd zijn op een kwantificatie van de nadelen van de niet-beschikbaarheid: bij niet-beschikbaarheid zal de netbeheerder ten behoeve van congestiemanagement zonne-energie moeten afschakelen. De netbeheerder zal dan de verloren zonne-energie moeten vergoeden, maar ook de kosten van verloren 'groene energie' kunnen meegewogen worden. Bovendien zal er vanwege het verlies van een flexibiliteitsmogelijkheid een verhoogd risico zijn op uitval. Voor de netbeheerder is het belangrijk om af te wegen hoe groot dit risico daadwerkelijk is en of een beschikbaarheidscontract met de elektrolyser de juiste manier is om dit risico af te dekken. Deze afweging zal moeten worden gedaan in het kader zoals geschetst in hoofdstuk 4.

Het tweede risico – hoge elektriciteitsprijzen tijdens congestie – ligt in principe bij de waterstofproducent¹¹, maar kan op verschillende manieren worden 'verdeeld' tussen waterstofproducent en netbeheerder. De netbeheerder kan het risico op zich nemen, door het verschil met de prijs waarvoor de waterstofproducent wel zal produceren te compenseren. Hij kan het risico voor de waterstofproducent ook verkleinen door een vaste activatievergoeding te bieden, die gelijk of hoger is dan de verwachte gemiddelde prijs op momenten van congestie. Indien de netbeheerder de risico's op zich neemt, zullen de kosten naar verwachting het laagst zijn: de waterstofproducent zal uitgaande van de kansen op hoge of lage prijzen een ruim voldoende vergoeding vragen om het risico af te dekken.

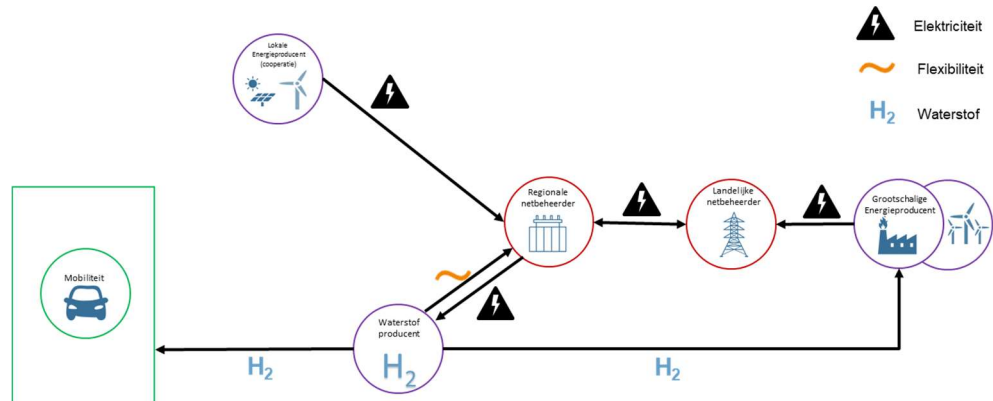
In het rapport van module 2 is beschreven hoe de netbelasting op deze specifieke locatie zich verhoudt tot de volatiliteit van landelijke (day ahead) elektriciteitsprijzen voor 2017. In de doorrekening van deze case zullen we op dezelfde manier de impact van de correlatie tussen prijzen en congestie meenemen voor de jaren 2019-2038. Dit geeft inzicht in de kosten die minimaal gemaakt moeten worden om de energie in te kopen op momenten van congestie. Deze kosten zijn nul indien de waterstofproducent op momenten van congestie toch al zal produceren.

In deze case wordt aangenomen dat de waterstof verkocht kan worden voor de toepassing met de hoogste willingness-to-pay: mobiliteit of medische toepassingen. Het afzetvolume van de producent in deze use case is daarvoor voldoende klein. De waterstoftankstations waaraan geleverd kan worden liggen echter enkele kilometers van de waterstofproductiefaciliteit. Vanwege de kleine productievolumes is het aanleggen van een waterstofnet geen optie, de waterstof zal daarom op locatie moeten worden opgeslagen en vervoerd per truck.

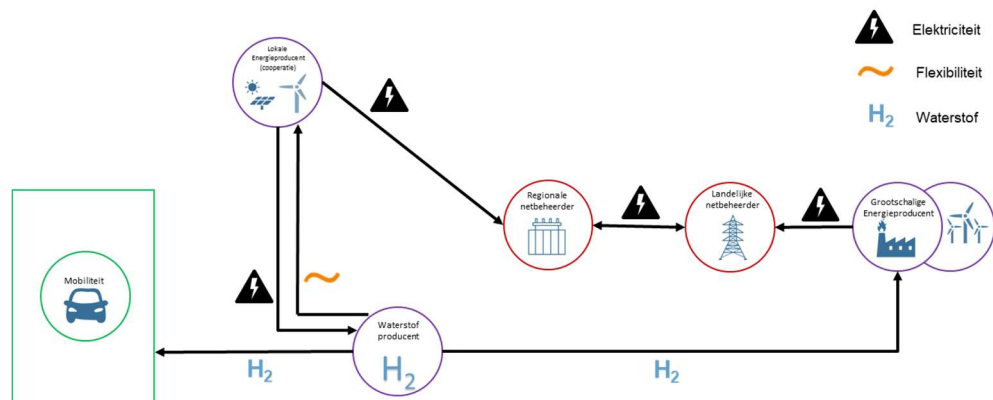
Het businessmodel in deze use case ziet er dan als volgt uit:

¹¹ In de studie wordt aangenomen dat de 'redispatch'-verantwoordelijkheid bij de waterstofproducent ligt. Dit betekent dat de waterstofproducent energie moet inkopen op de groothandelsmarkt of door middel van een bilateraal contract met een elektriciteitsproducent indien hij een flexibiliteitservice biedt aan de netbeheerder. Zie module 2.

achter de meter van het zonnepark wordt aangesloten¹⁴, worden aansluitkosten op het regionale net voorkomen. De waterstofproducent heeft geen eigen aansluiting nodig, en het zonnepark heeft een kleinere aansluiting nodig op het regionale net dan in de situatie zonder waterstofproductie.



Figuur 11 Businessmodel voor de use case 'Grootschalig zonnepark', waarbij de waterstofproducent wordt aangesloten op het regionale net (optie A).



Figuur 12 Businessmodel voor de use case 'Grootschalig zonnepark', waarbij de waterstofproducent bilateraal wordt aangesloten achter de meter van het zonnepark (optie B).

In geval van aansluiting op het regionale net is het, net zoals in de use case 'PV-panelen in agrarisch gebied', nodig om levering van flexibiliteitsdiensten vast te leggen in een bilateraal contract tussen de waterstofproducent en de regionale netbeheerder, omdat er op deze locatie hoogstwaarschijnlijk geen andere aanbieders van flexibiliteit zullen zijn.

In geval van aansluiting achter de meter(s) van het zonnepark helpt de waterstofproducent de netbeheerder impliciet om het probleem op te lossen. Er is dan ook geen contract nodig tussen de netbeheerder en de waterstofproducent over de levering van flexibiliteitsdiensten. Anderzijds betekent dit voor de energieproducent dat hij mogelijk minder zonne-energie kan leveren bij niet-beschikbaarheid van de elektrolyser.

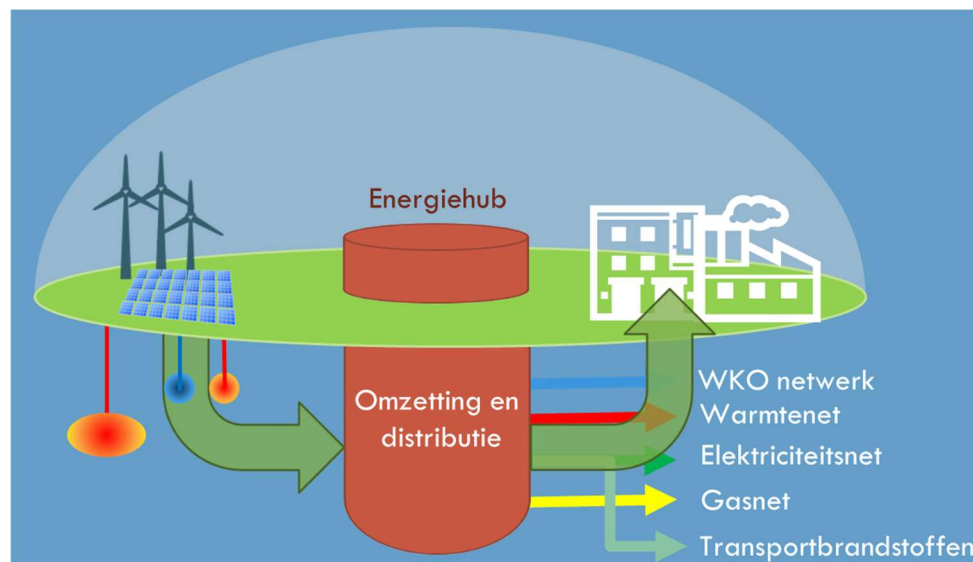
¹⁴ In de specifieke situatie van deze use case zal moeten worden onderzocht of dit technisch haalbaar is, vanwege de complexe technische situatie op deze locatie. In vergelijkbare use cases waarin deze complexiteit niet speelt, zal de technische haalbaarheid geen probleem zijn.

2.3.3 Use case 'Energiehub op een bedrijventerrein'

Op en nabij een bedrijventerrein in het oosten van Nederland is een aantal projecten voor opwek van elektriciteit uit duurzame bronnen (zon en wind) gepland. Een initiatiefgroep, met daarin vertegenwoordigers van onder andere lokale bedrijven en de regionale netbeheerder, bekijkt de mogelijkheden voor verduurzaming van het gebied door de inzet van zogenaamde energiehub, zie Figuur 13.

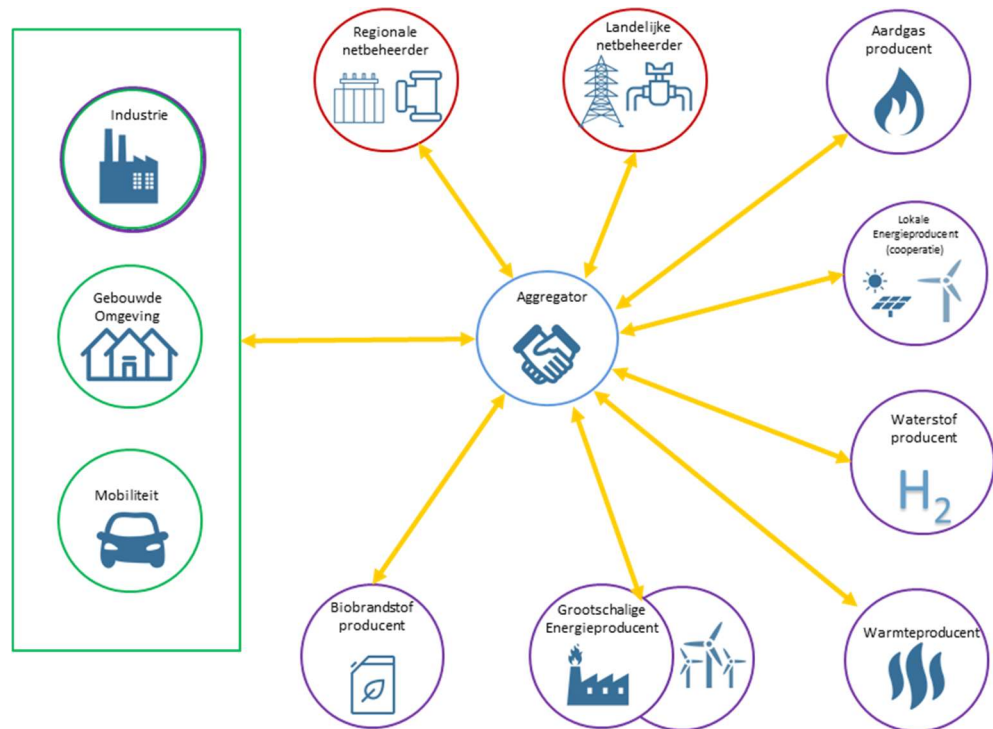
Een energiehub optimaliseert de balans van lokale vraag en aanbod van (duurzame) energie waarbij gebruik gemaakt wordt van verschillende energiedragers (gas, elektriciteit, warmte), conversie en opslag. Een energiehub kan daarnaast de regionale netbeheerder ook helpen door flexibiliteitsdiensten te bieden (via een Aggregator) of impliciet te optimaliseren (met behulp van een Aggregator¹⁵) op bijvoorbeeld aansluit- en transportkosten van de energiehub-deelnemers. Op dezelfde manier kan een Aggregator ook zorgen voor een koppeling met andere energiehub, de groothandelsmarkten of de hoogspanningsnetbeheerder.

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). Nieuwe Europese richtlijnen voorzien een grotere rol voor energiehub ('communities') – zie de Clean Energy Package, maar of en hoe dit geïmplementeerd gaat worden in Nederland is nog hoogst onzeker.



Figuur 13 Concept van een energiehub (bron: Enexis).

¹⁵ USEF noemt een 'aggregator' die binnen een energiehub optimaliseert een 'ESCO', de energy service company.



Figuur 14 Een aggregator brengt vraag naar en aanbod van verschillende energiesoorten en flexibiliteit samen.

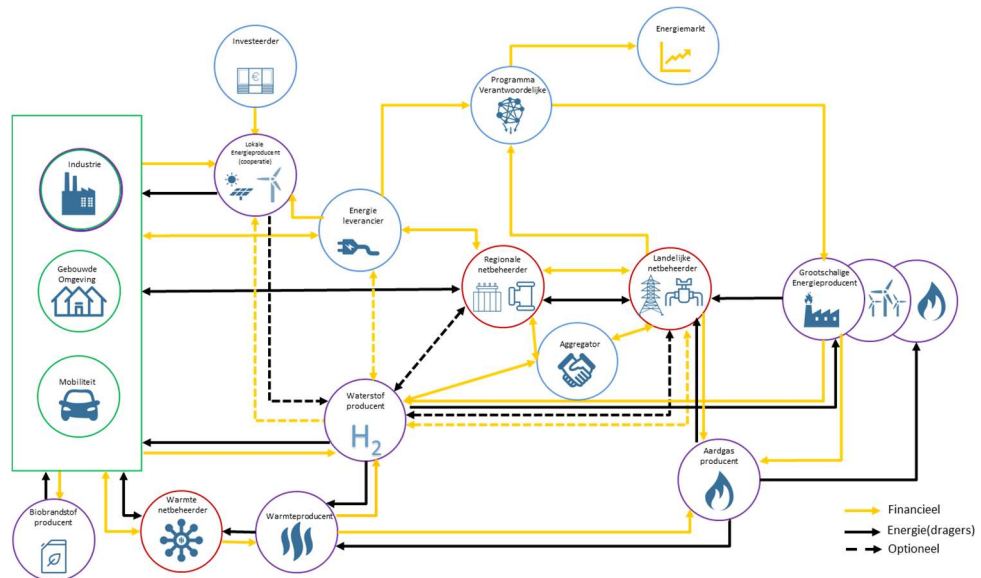
Omdat in de energiehub ook andere energiebronnen dan elektriciteit en waterstof van belang zijn, zijn deze toegevoegd aan het businessmodel. Het businessmodel, zoals eerder weergegeven in Figuur 8, gaat er dan uitzien zoals weergegeven in Figuur 15 op de volgende pagina.

Omwillen van de eenvoud wordt de uitwerking van deze use case beperkt tot de energiesoorten elektriciteit en waterstof uit elektrolyse. Door waterstof als drager naar het gebied te halen is het mogelijk om te optimaliseren tussen beide energiesystemen. In dit geval heeft de energiehub de volgende functies: elektriciteit wordt door de waterstofproducent omgezet in waterstof. Daarnaast wordt waterstof door de grootschalige energieproducent omgezet in elektriciteit.

Potentiële afnemers van de energiehub op het bedrijventerrein van deze casestudie zijn de bedrijven op het bedrijventerrein, waaronder een aantal logistieke centra. Zij zouden waterstof kunnen inzetten voor het deel van hun mobiliteitsbehoefte dat lastig is te elektrificeren. In module 2 is een inschatting gegeven van de te realiseren waterstofvraag in deze use case. Wanneer de gebruikte waterstof ook groen is levert dat de gebruikers een reductie in CO₂-footprint op. In deze case levert een lokale afvalverwerker groen gas aan een lokaal biogastankstation. Bij dit tankstation kan een waterstoftankstation geplaatst worden, waar ook waterstofbussen kunnen tanken. Daarnaast kan elektriciteit in de hub worden omgezet in waterstof.

In de nabijheid van het bedrijventerrein bevindt zich een woonwijk. Er worden plannen gemaakt om deze wijk 'gasloos' te maken en te vergroenen. Ook deze woonwijk zou kunnen worden aangesloten op de energiehub, om warmte en/of waterstof af te nemen. Deze optie wordt in de doorrekening van de casestudies nog

niet meegenomen omdat volledige verwarming met waterstof niet rendabel is (de prijs voor verwarmen elektriciteit is een stuk lager). Dit verandert indien er in de winter een (tijdelijk) gebrek is aan elektriciteit is, maar dit scenario wordt niet voorzien in de nabije toekomst en is daarom buiten beschouwing gelaten.

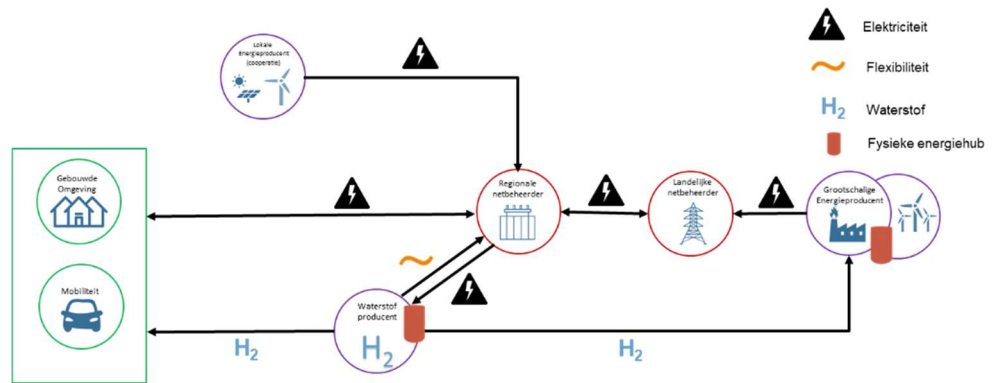


Figuur 15 Businessmodel voor waterstofproductie uit electrolyse (binnen de context van de energiesector) met een rol voor een aggregator die vraag en aanbod bij de inzet van energiehub in balans brengt¹⁶.

De waterstofproductiefaciliteit wordt aangesloten op het middenspanningsnet en 'geschaald op' de lokale waterstofvraag, zodat de energiehub (op jaarbasis) zelfvoorzienend is in waterstofproductie. De zonneparken in het gebied zijn voldoende groot om alle energie daarvoor te kunnen leveren, maar in eerste instantie wordt ervan uitgegaan dat zowel het zonnepark als de elektrolyser elektriciteit in- en verkopen op de groothandelsmarkt. In hoofdstuk 4 en 6 wordt gekeken naar eventuele contractmogelijkheden tussen deze partijen, als onderdeel van de afspraken die moeten worden gemaakt tussen de deelnemers van de energiehub.

Waterstofproductie uit electrolyse kan, door het flexibel in te zetten, congestie op het middenspanningsnet voorkomen als dat in de toekomst zou gaan ontstaan. Verwacht wordt echter dat ook andere flexibiliteitsaanbieders op de energiehub aangesloten zijn, zoals elektrisch vervoer en koelingsinstallaties. De rol van de waterstofproductiefaciliteit voor levering van flexibiliteit aan de regionale netbeheerder is in deze use case dan ook minder belangrijk dan in de voorgaande twee use cases. In Figuur 16 is aangegeven waar de fysieke delen van de energiehub zich bevinden: daar waar energie van de ene soort in de andere wordt omgezet en eventueel opgeslagen.

¹⁶ Om de complexiteit van de figuur te beperken, zijn niet alle mogelijke pijlen weergegeven. In het concept zullen alle deelnemers aan de energyhub uit Figuur 14 een connectie hebben met de aggregator. De producent van biobrandstof kan aan meer partijen leveren dan in de figuur is weergegeven. Aan de regionale en landelijke netbeheerders is het gasnet toegevoegd.



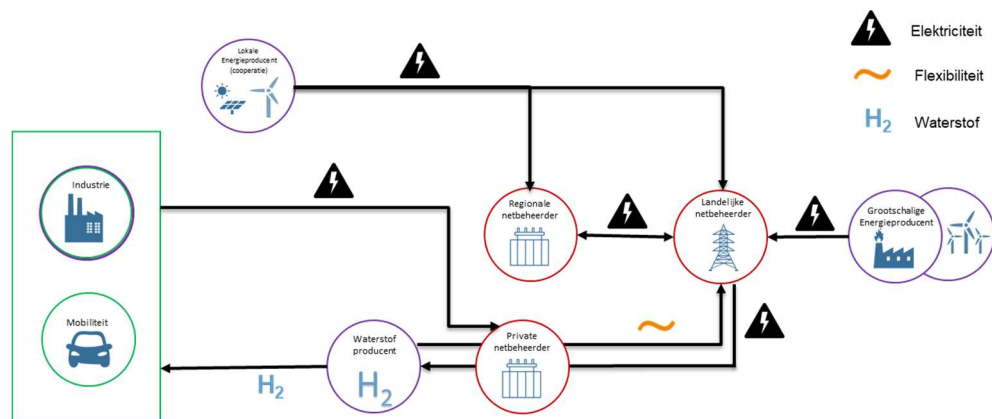
Figuur 16 Businessmodel voor de use case energiehub op bedrijventerrein, waarbij de waterstofproducent wordt aangesloten op het regionale net.

2.3.4 Use case 'Industriële waterstof'

Een chemiebedrijf overweegt om grootschalig waterstof uit elektrolyse te gaan produceren, in een chemiecluster in een havengebied. Er wordt een capaciteit voorzien van ongeveer 20 MW. Voor de productie wil de waterstofproducent gebruik gaan maken van elektriciteit van lokale windmolens en zonneparken. Het chemiebedrijf heeft een privaat elektriciteitsnetwerk, dat is aangesloten op het hoogspanningsnet van TenneT. De mogelijkheden voor en financiële aantrekkelijkheid van het leveren van flexibiliteitsdiensten aan TenneT worden bekeken.

De waterstof wordt geleverd aan bedrijven in het havengebied en moet kunnen voorzien in een eventuele groei van de vraag naar waterstof. Ook wordt op kleine schaal al waterstof geleverd aan een waterstoftankstation. Ook hier wordt groei in de vraag voorzien. Op het industriecluster is een waterstofpijpleiding aanwezig, waarop industriële afnemers en het tankstation zijn aangesloten. Deze waterstofpijpleiding wordt uitgebreid. De waterstofpijpleiding is in beheer bij het havenbedrijf. De industriële afnemers zullen de waterstof onder andere gebruiken als grondstof voor het chemische proces.

Het businessmodel in deze use case ziet er als volgt uit:



Figuur 17 Businessmodel voor de use case 'Industriële waterstof'.

3 Businesscase voor waterstofproductie uit elektrolyse

Dit hoofdstuk geeft inzicht in de businesscase voor de productie van waterstof uit elektrolyse. In de eerste paragraaf wordt een “basis-businesscase” beschreven, die zich concentreert op de productie van waterstof. Deze basis-businesscase vormt het fundament voor de uitwerking van de cases in hoofdstuk 5. Er is gekozen voor een capaciteit van de elektrolyser van 10 MW, terwijl in de use cases kleinere en grotere capaciteiten aan bod komen. De gekozen technologie is PEM, de technologie die voor het komende decennium het meest voor de hand lijkt te liggen. Vervolgens wordt een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. De basis-businesscase laat kosten voor opslag en transport en eventuele inkomsten uit flexibilitiediensten aan TenneT en omzet uit diensten aan de regionale netbeheerder nog buiten beschouwing; deze worden in hoofdstuk 5 (over de use cases) meegenomen en doorgerekend met een door TNO ontwikkeld businesscase-model¹⁷. Voor de OPEX en CAPEX is gerekend met getallen uit module 1 van het project.

3.1 Uitgangspunten en aannames

De businesscase is gebaseerd op de volgende uitgangspunten en aannames:

- **Opbrengst van waterstof uit elektrolyse:** In de businesscase berekening wordt uitgegaan van afname door de industrie, op een schaal die past bij die van de capaciteit van de elektrolyser (tot maximaal enkele duizenden tonnen per jaar). Er wordt gerekend met een opbrengst van groene waterstof, gelijk aan de prijs van grijze waterstof¹⁸ plus ETS-kosten die worden bespaard¹⁹. De prijs van grijze waterstof wordt oplopend verondersteld van €2,78 per kg in 2019 tot €3,48 per kg in 2038 (exclusief ETS-kosten). Deze prijzen liggen significant hoger dan de prijzen voor grootschalige afname van grijze waterstof

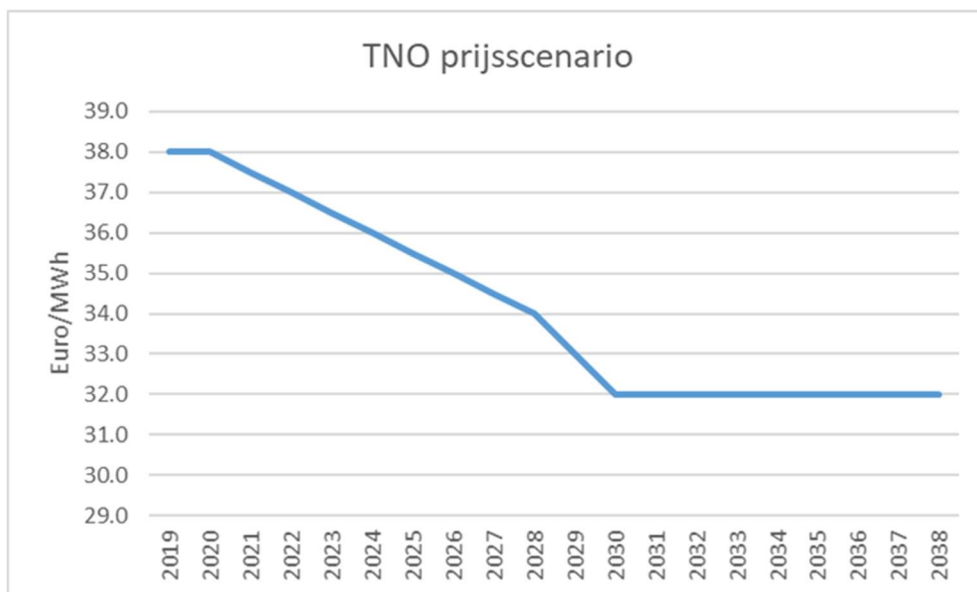
¹⁷ Het businesscase-model is door TNO ontwikkeld binnen het VoltaChem-programma. VoltaChem is een mede door TNO opgezet Shared Innovation Program dat de elektriciteitssector verbindt met de chemische industrie. VoltaChem ontwikkelt nieuwe technologieën, gericht op de conversie van hernieuwbare energie in warmte, waterstof en chemicaliën. Binnen VoltaChem heeft TNO in samenwerking met de partners een businesscase-model ontwikkeld, als basis voor het rekenen aan genoemde technologieën.

¹⁸ De marktwaarde van waterstof wordt met name bepaald door de afnamehoeveelheid, de toepassing (bijvoorbeeld industrieel of in mobiliteit) en de locatie de waterstof gebruikt wordt (in verband met transportkosten). Bij de bepaling van de referentieprijs van grijze waterstof is uitgegaan van productie op de schaalgrootte van elektrolyse. De prijzen voor waterstof uit SMR die in het rapport van module 1 worden genoemd, liggen rond €2 per kg. Deze prijzen zijn van toepassing voor productie en afname op grote schaal. Hierbij kan gedacht worden aan afname door grote raffinaderijen, die zijn aangesloten op een waterstofnetwerk. De schaalgrootte van de SMR-units is tientallen keren groter dan de schaalgrootte van de elektrolyzers in deze studie. Daarom liggen de referentieprijs van grijze waterstof in module 3 hoger dan de genoemde prijzen voor grootschalige SMR-productie uit module 1. De gebruikte referentieprijs voor grijze waterstof zijn wel gekoppeld aan de gasprijzen.

¹⁹ Prijzen van grondstoffen van zowel grijze waterstof als waterstof uit elektrolyse volgens *Frontier Economics, Scenarios for the Dutch electricity supply system, report prepared for the Dutch Ministry of Economic Affairs, September 2015*. De prijs van grijze waterstof is afgeleid van de te verwachten ontwikkeling van de aardgasprijs volgens Frontier Economics. Bij de prijs van grijze waterstof worden ETS-kosten opgeteld, oplopend van €26 per ton CO₂-emissie (ofwel €0,28 per kg waterstof) in 2019 tot €50 per ton (ofwel €0,54 per kg waterstof) in 2038.

uit een SMR-unit, zoals genoemd in het rapport van module 1. Dit wordt verklaard uit het feit dat de afname veel kleinschaliger is dan bijvoorbeeld die van grote raffinaderijen, en er geen SMR-unit in de nabijheid van de afnemers wordt verondersteld, waardoor voor levering uit een SMR-unit hoge transportkosten gemaakt zouden worden. De prijzen lopen op met de verwachte stijging van de gasprijs. Inclusief ETS-kosten bedraagt de prijs van grijze waterstof €3,06 per kg in 2019 en €4,02 per kg in 2038. Omdat in de praktijk, afhankelijk van de gebruiker, de willingness-to-pay voor waterstof hoger kan zijn, is de businesscase ook doorgerekend tegen een referentieprijs van €4 per kg (vaste prijs over gehele looptijd). Ook is de businesscase doorgerekend tegen een referentieprijs die gelijk is aan de prijzen voor grootschalige afname uit een SMR-unit.

- **Elektriciteitsprijzen:** TNO heeft een prijsscenario ontwikkeld²⁰, gebaseerd op historische prijzen en de te verwachten toename van energie uit duurzame bronnen en afbouw van fossiele bronnen. Deze zijn vertaald naar uurprijzen voor de looptijd van de businesscase, die vervolgens weer gebruikt zijn om het productieprofiel voor de elektrolyser (zie volgende bullets) te bepalen. In Figuur 18 zijn de gemiddelde jaarprijzen van het TNO-prijsscenario weergegeven. Er worden in de basis-businesscase geen GvO's (Garanties van Oorsprong) toegepast, waardoor de geproduceerde waterstof niet groen is. In hoofdstuk 6 wordt ingegaan op vergroening van de waterstof en de gevolgen daarvan voor de businesscase.



Figuur 18 Gemiddelde jaarprijzen in het TNO-prijsscenario.

- **Productieprofiel:** Er wordt waterstof geproduceerd op momenten waarop de inkomsten (gebaseerd op de referentieprijs van grijze waterstof), hoger zijn dan de marginale operationele kosten. Deze bestaan met name uit kosten voor

²⁰ Het prijsscenario is gebaseerd op het EYE-model (Electricity market price evolution simulator) van TNO, waarin de Nederlandse energiemarkt is gemodelleerd op basis van historische data en geplande en verwachte ontwikkelingen in de toekomst, zoals de groei van energie uit hernieuwbare bronnen, demand-side-response en opslag.

elektriciteit. Op het moment dat de marginale operationele kosten hoger zijn dan de inkomsten, wordt de productie teruggebracht tot een belasting van 10%²¹.

- **Elektrolyser:** De businesscase is gemaakt voor een PEM-elektrolyser met een aansluitingsvermogen van 10 MWe. De installatie heeft een system efficiency van 65% (gebaseerd op Lower Heating Value), jaarlijkse degradatie van elektrocel van 2%, vervanging van stack (om oorspronkelijke efficiëntie weer te realiseren) steeds na 60.000 operationele uren. De CAPEX²² voor de plant²³ bedraagt €9,1 mln. Vervanging van de stack vindt plaats in 2026 en 2033, de kosten hiervoor bedragen €1,2 mln respectievelijk €1,1 mln²⁴. Aan het eind van de looptijd is een restwaarde opgenomen voor het deel van de stacks dat nog niet is afgeschreven.
- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn investeringen opgenomen voor een aansluiting op het regionale elektriciteitsnet²⁵ en projectkosten van €250k. Naast de OPEX voor de elektriciteitskosten zijn de belangrijkste posten operations and maintenancekosten (O&M, aanname: 2% van initiële investering in elektrolyser) en de transportkosten van de elektriciteit²⁵.
- **Financiële parameters:** WACC 8%, afschrijvingsperiode 20 jaar, looptijd 2019-2038, inflatie 2%.

3.2 Resultaten

Figuur 19 toont de netto contante waarde van de cumulatieve cashflow van de basis-businesscase over de looptijd. Te zien is dat de basis-businesscase, waarin wordt gebenchmarkt met de prijs van grijze waterstof, licht positief is, maar wel marginaal en met een zeer lange terugverdiëntijd. De cumulatieve NCW aan het eind van de looptijd bedraagt €0,6 mln. In de grafiek ziet men overigens duidelijk de vervangingsinvesteringen van de stacks in 2026 en 2033 terug, in het lichte zaagtandpatroon in de cumulatieve NCW.

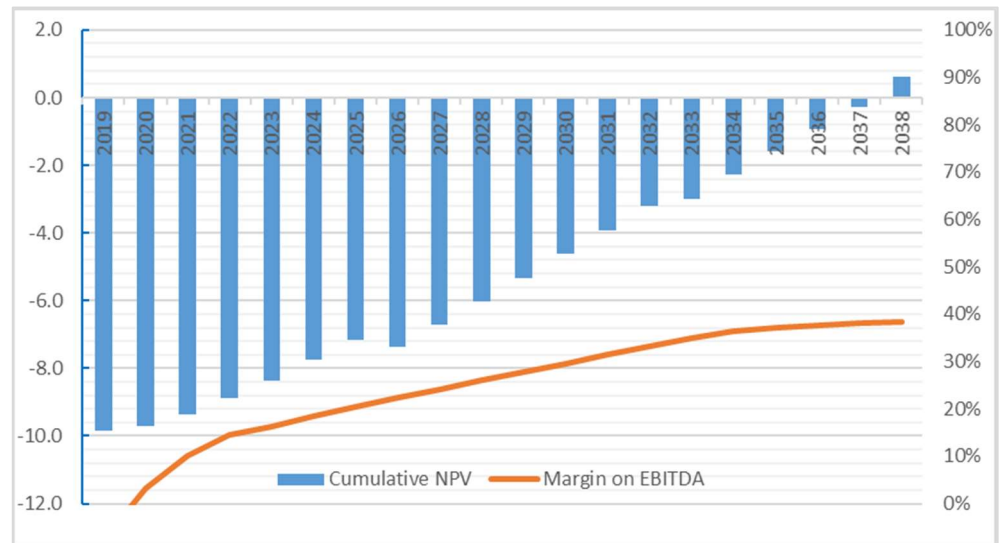
²¹ Om technische redenen heeft het de voorkeur om de elektrolyser niet helemaal uit te schakelen.

²² CAPEX staat voor Capital Expenditures, ofwel de initiële kosten voor de ontwikkeling, levering en installatie van het systeem zelf. OPEX staat voor Operational Expenditures, oftewel de terugkerende kosten die gemaakt worden om het systeem te draaien.

²³ Investering in elektrolyser, inclusief Balance of Plant. Deze BoP omvat de infrastructuur die direct is gekoppeld aan de elektrolyser plant, die nodig is om de geproduceerde waterstof af te leveren in een opslagfaciliteit of transportleiding naar afnemers. Denk hierbij aan compressoren specifieke tie-in pijplijn, een gasreinigingsunit, waterconditionering en de noodzakelijk meetinrichting.

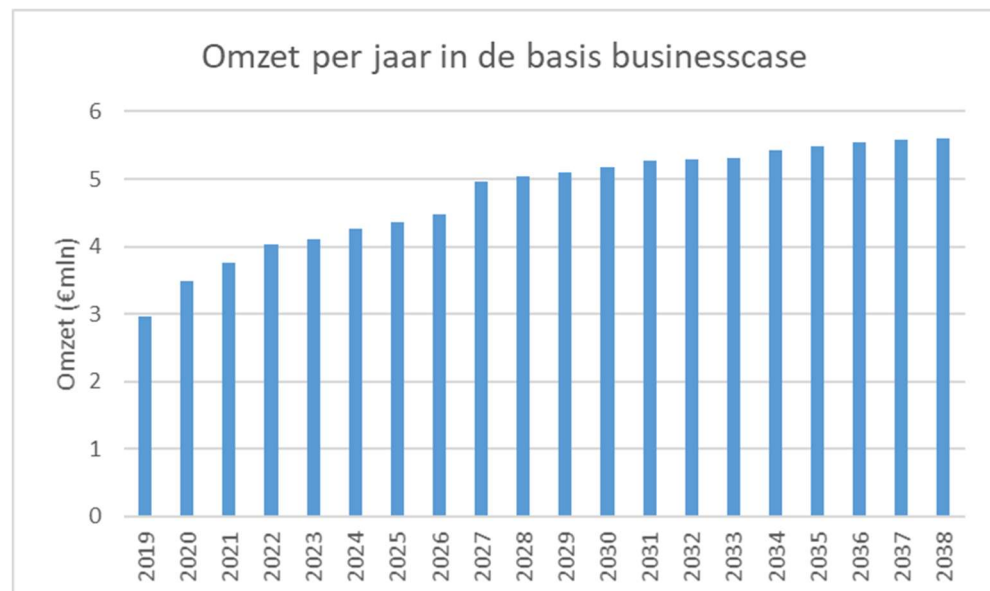
²⁴ Wanneer baseload geproduceerd wordt, worden de stacks van de elektrolyzers in 2032 vervangen. Bij het berekenen van de vervangingsinvestering wordt rekening gehouden met een prijsdaling over de tijd (zie resultaten van module 1 van dit project), omdat de technologie volwassener is geworden en op grotere schaal wordt toegepast.

²⁵ Volgens tarievenblad Enexis.

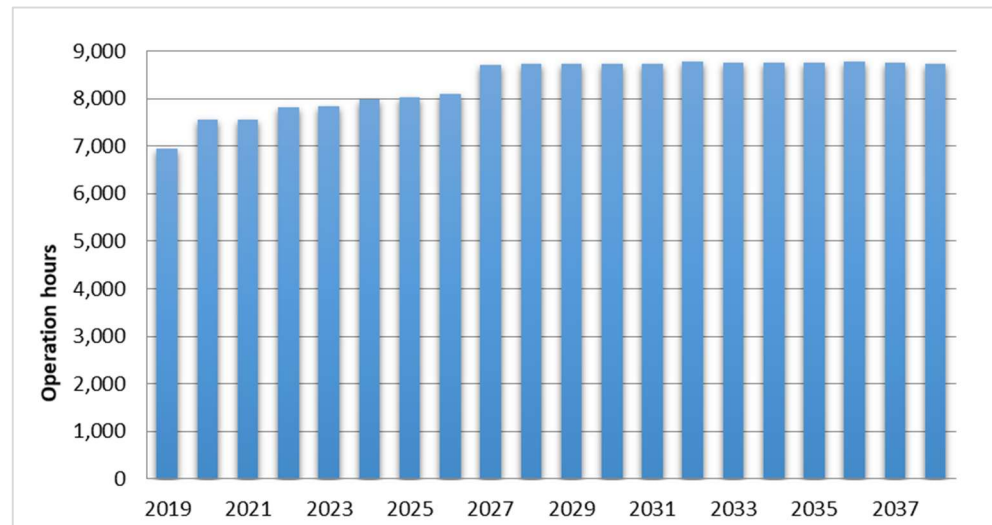


Figuur 19 Netto contante waarde van de cumulatieve cashflow en marge van de basis-businesscase.

In Figuur 20 zijn de operationele inkomsten van de basis-businesscase weergegeven, deze zijn gebaseerd op het aantal operationele uren per jaar, zoals weergegeven in Figuur 21 op de volgende pagina. Het aantal operationele uren neemt jaarlijks toe, en daarmee stijgen ook de inkomsten uit waterstofverkoop. Dit wordt veroorzaakt door de dalende elektriciteitsprijzen, zoals weergegeven in Figuur 18. Hierdoor is het vaker gunstig om deze goedkopere elektriciteit in te kopen om waterstof te produceren ('de elektrolyser aan te zetten').



Figuur 20 Operationele inkomsten van de basis-businesscase.



Figuur 21 Operationele uren per jaar in de basis-businesscase.

De grafiek laat in 2027 een sprong zien in het aantal operationele uren. Deze wordt veroorzaakt doordat in dat jaar de stacks van de elektrolyser zijn vervangen, waardoor de efficiëntie weer stijgt tot het oorspronkelijke niveau (er wordt immers een degradatie van de elektrocel van 2% per jaar verondersteld). Aangezien de elektrolyser vanaf 2027 al maximaal aanstaat is het effect van de tweede vervanging van de stack in 2033 niet zichtbaar in het aantal operationele uren.

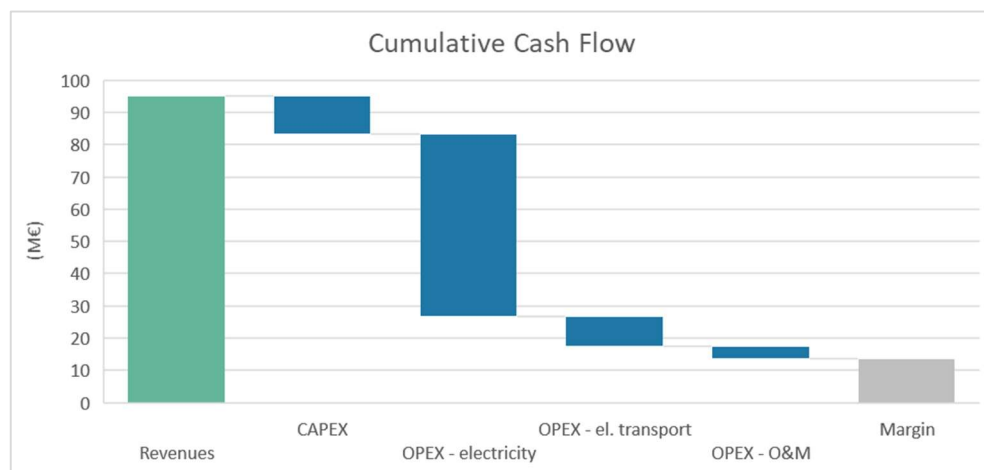
De productie in verschillende jaren, de kostprijs in het betreffende jaar en een vergelijking met de referentieprijzen van grijze waterstof zijn weergegeven in Tabel 2. De kostprijs per kg daalt van €3,33 in 2019 naar €2,83 in 2038. Over de gehele looptijd is de kostprijs van waterstof uit elektrolyse €3,16 per kg en die van grijze waterstof €3,22 per kg²⁶.

Tabel 2 Productie in verschillende jaren, kostprijs per kg en vergelijking met referentieprijzen van grijze waterstof (exclusief ETS-kosten) in de basis-businesscase.

	2019-2038	2019	2022	2032	2038
Productie (ton)	27.210	1.132	1.274	1.433	1.426
Kostprijs per kg	€ 3,01	€ 3,33	€ 3,17	€ 2,88	€ 2,83
Referentieprijzen	€ 3,22	€ 2,78	€ 2,99	€ 3,35	€ 3,48

Figuur 22 toont de cumulatieve cashflow over de gehele looptijd. In de CAPEX zijn de initiële investeringen en de vervangingsinvesteringen in de elektrolyzers opgenomen. Elektriciteit vormt veruit de grootste kostenpost, totaal €56,5 mln over de gehele looptijd. Deze kosten zijn aanzienlijk, maar worden gedekt door de opbrengsten. De plant produceert immers alleen op het moment dat deze marginale kosten voor elektriciteit lager zijn dan de marginale opbrengst. De marge is licht positief en net voldoende om de investeringen terug te verdienen.

²⁶ Deze prijzen zijn hoger dan de berekende LCOH₂ in module 1 van dit project. Dit wordt verklaard doordat in module 1 geen projectkosten zijn opgenomen in de LCOH₂. Daarnaast is in module 1 gerekend met de investeringskosten in het betreffende jaar: de LCOH₂ in 2040 uit module 1 is gebaseerd op het verwachte investeringsniveau van de elektrolyzers in 2040, terwijl in deze businesscase de veel hogere kostprijs van elektrolyzers in 2019 is verdisconteerd voor de kostprijs per kg in 2038.



Figuur 22 Cumulatieve cashflow in de basis-businesscase.

3.3 Gevoeligheidsanalyse

De businesscase is zeer gevoelig voor de elektriciteitsprijzen en voor de prijs die betaald wordt voor de geproduceerde waterstof. Daarom is op een aantal parameters in de berekening een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd.

Ten eerste: het TNO-prijsscenario is ontwikkeld op basis van gedetailleerde modellering van de huidige en toekomstige Nederlandse elektriciteitsmarkt en veronderstelt dalende elektriciteitsprijzen. Er zit echter veel onzekerheid in de ontwikkeling van de elektriciteitsprijzen. Daarom is de basis-businesscase ook doorgerekend op basis van het Frontier basecase scenario, dat stijgende elektriciteitsprijzen veronderstelt.

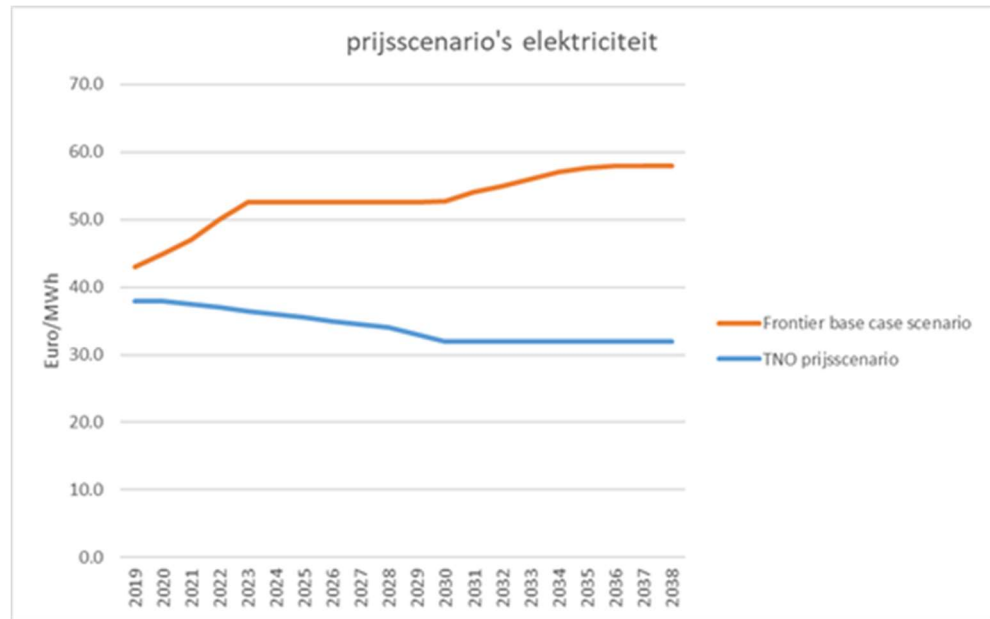
Daarnaast is de businesscase met het TNO-prijsscenario doorgerekend met een willingness-to-pay prijs voor waterstof van €4 en van €7, een reële bandbreedte voor verkoop van waterstof aan tankstations, en is berekend wat het effect van een verhoging van de ETS-prijs met €10 is. Genoemde willingness-to-pay is in lijn met de bedragen van €4 tot €7 die genoemd worden voor mobiliteit in het rapport “*Study on early business cases for H₂ in energy storage and more broadly power to H₂ applications*”²⁷. Wanneer in de toekomst accijnzen geheven zouden worden over waterstof voor mobiliteit, zal de willingness-to-pay dalen.

Omdat de basis-businesscase slechts marginaal positief is, en er grote onzekerheden zijn die de resultaten van de businesscase sterk beïnvloeden, zullen investeerders (met puur financiële doelstellingen) op dit moment nog niet bereid zijn te investeren in productie van waterstof uit elektrolyse.

3.3.1 Frontier base case scenario

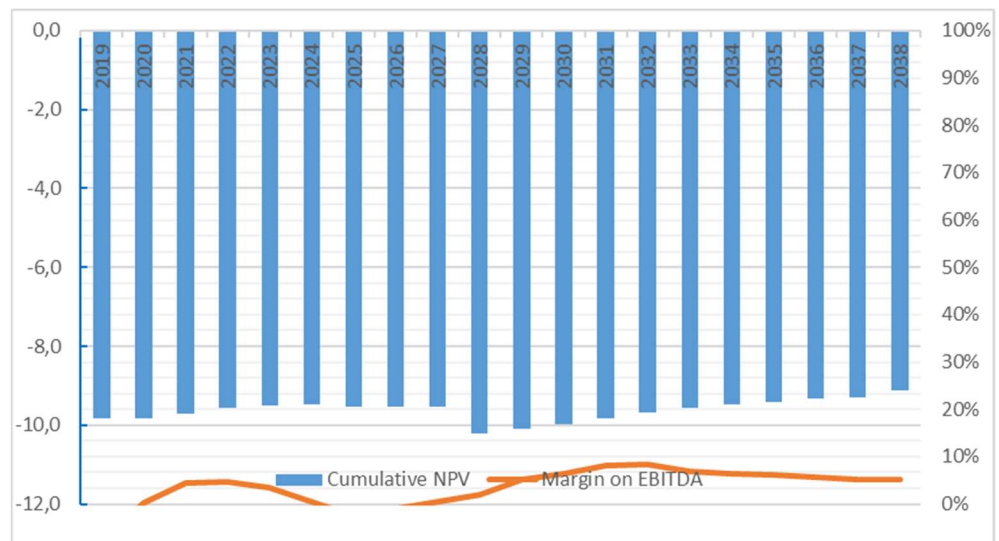
In Figuur 23 op de volgende pagina zijn het TNO en het Frontier-prijsscenario weergegeven.

²⁷ FCH, juli 2017, pag. 66.



Figuur 23 Het base case scenario van Frontier en het TNO-prijsscenario. In het Frontier base case scenario worden stijgende elektriciteitsprijzen verondersteld.

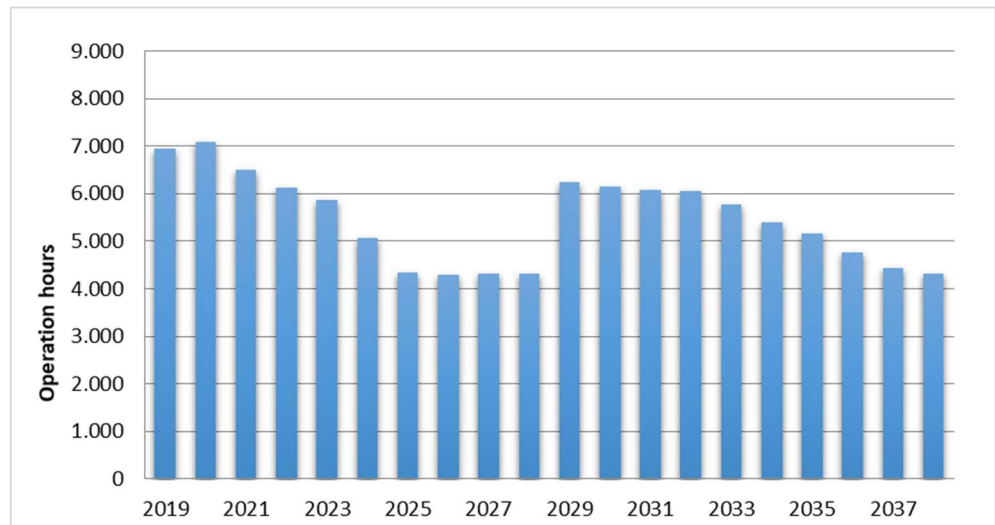
In Figuur 24 is de NCW van de cumulatieve cashflow van het Frontier base case scenario weergegeven.



Figuur 24 Netto contante waarde van de cumulatieve cashflow en marge voor het Frontier base case scenario.

In het Frontier base case scenario daalt de NCW van de cumulatieve cashflow naar minus €9,1 mln, waarmee de businesscase negatief is. Met andere woorden, als de stijgende elektriciteitsprijzen van het Frontier-scenario werkelijkheid worden legt de elektrolyser het af tegen de productie van waterstof uit aardgas.

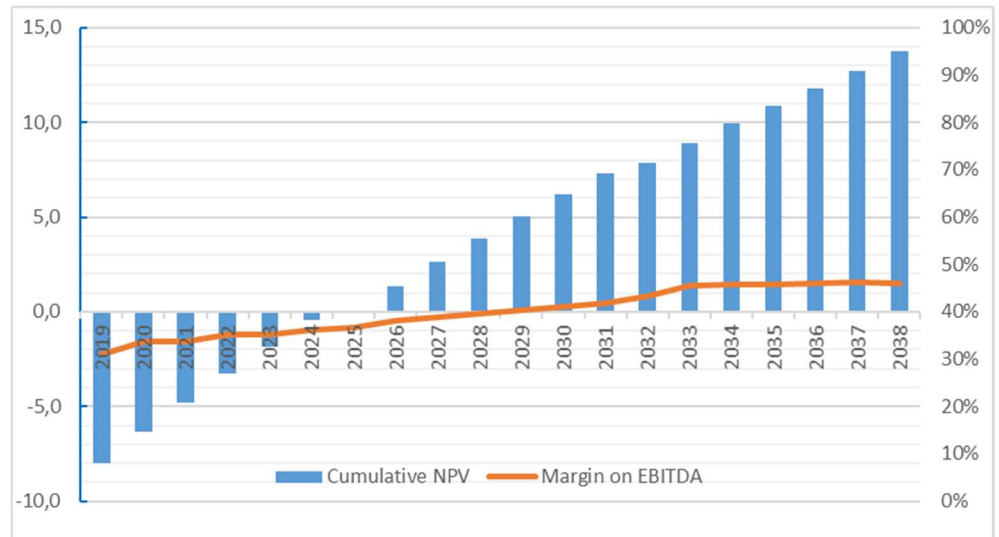
De hogere elektriciteitsprijzen betekenen dat het een groot deel van de tijd ongunstig is om waterstof te produceren, en dat de elektrolyser dus niet op maximale capaciteit draait (zie Figuur 25).



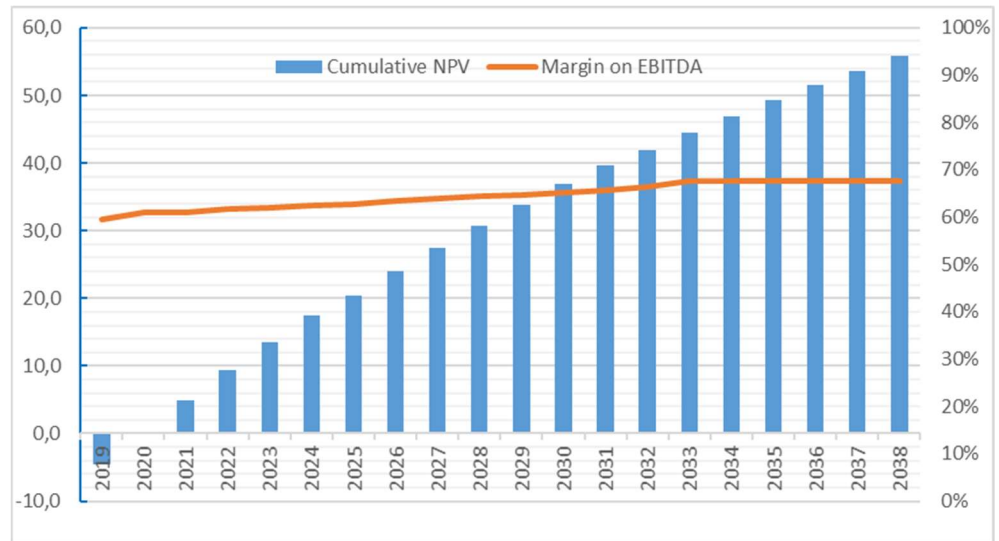
Figuur 25 Operationele uren van de elektrolyser in het Frontier base case scenario.

3.3.2 Willingness-to-pay €4 en €7

Wanneer de base case in het TNO-prijsscenario wordt doorgerekend met een willingness-to-pay voor waterstof van €4 respectievelijk €7, die niet oploopt met de gasprijzen, maar constant blijft over de gehele looptijd, resulteert dit in onderstaande figuren voor de NCW van de cumulatieve cashflow. Omdat in beide gevallen de willingness-to-pay hoger ligt dan de referentieprijs die de basis-businesscase als uitgangspunt neemt, is het niet verwonderlijk dat de NCW van de cumulatieve cashflow ook in beide gevallen groter is dan in de 'base case'. Voor €4 is dit €13,8 mln, voor €7 is dit €55,9 mln. In beide gevallen blijkt dat de elektrolyser voltijds produceert.



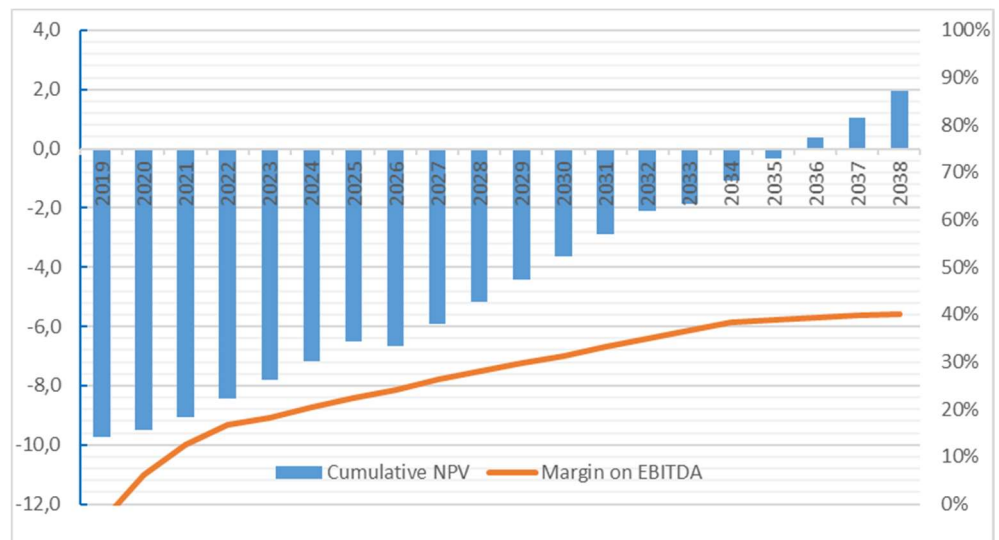
Figuur 26 NCW van de cumulatieve cashflow en marge bij een willingness-to-pay van €4 (constant over gehele looptijd).



Figuur 27 NCW van de cumulatieve cashflow en marge bij een willingness-to-pay van €7 (constant over gehele looptijd).

3.3.3 Verhoging ETS-prijs met €10

Een verhoging van de ETS-prijs met €10 betekent dat de productie van grijze waterstof uit aardgas duurder, en de case voor een elektrolyser dus gunstiger wordt. Dit is ook te zien in onderstaande figuur met de NCW van de cumulatieve cashflow voor deze situatie.



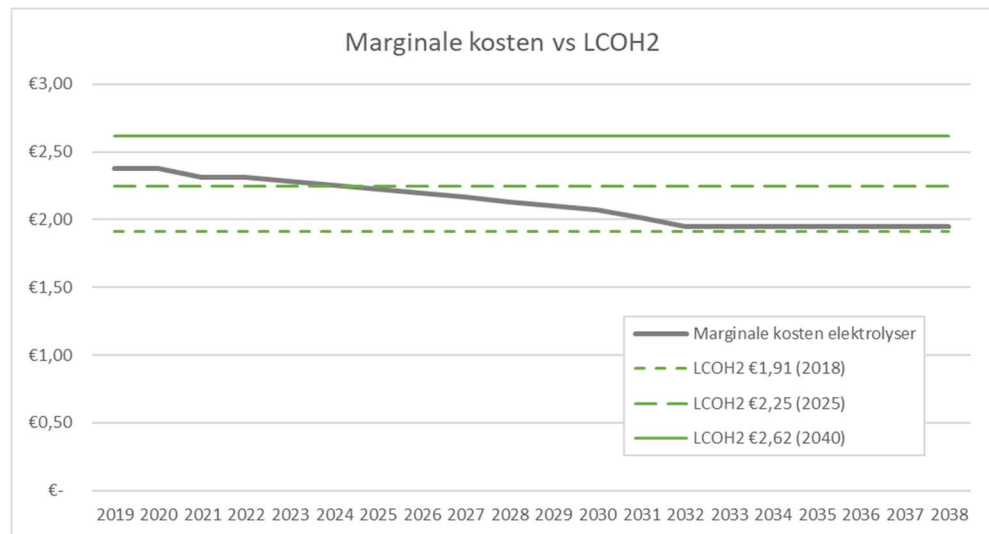
Figuur 28 NCW van de cumulatieve cashflow en marge bij een verhoging van de ETS-prijs met €10.

Bij een verhoging van de ETS-prijs met €10 neemt de NCW van de cumulatieve cashflow van de base case toe tot €2,0 mln.

3.3.4 Concurreren met grootschalige SMR - grijze waterstof

Om te weten of een elektrolyser kan concurreren met grijze waterstof uit een grootschalige SMR moeten we een vergelijking maken tussen de marginale kosten

van de elektrolyser en de Levelized Cost of Hydrogen (LCOH₂) van de SMR. In onderstaande figuur zijn deze getallen tegen elkaar uitgezet²⁸.



Figuur 29 Marginale kosten van de elektrolyser uitgezet tegen de LCOH₂ van een grootschalige SMR in 2018, 2025 en 2040.

Te zien is dat de marginale kosten voor het draaien van de elektrolyser in de looptijd van de businesscase niet onder de LCOH₂ van €1,91 in 2018 komen, wat betekent dat er geen case is voor de elektrolyser bij deze prijs. In 2025 zijn de marginale kosten precies gelijk aan de LCOH₂ van €2,25 van de SMR in datzelfde jaar. Bovendien stijgt de LCOH₂ en dalen de marginale kosten, dus vanaf 2025 is er een case voor de elektrolyser versus grijze waterstof uit de grootschalige SMR.

Wanneer de waterstof uit elektrolyse verkocht zou worden tegen de LCOH₂ van €1,91 in 2018 (en verder oplopend met ETS- en gasprijzen), wordt de businesscase zeer negatief: de NPV bedraagt - €12.8 mln. Ook het aantal operationele uren van de elektrolyser is laag, zo'n 4.000 uren per jaar. Pas vanaf 2032 wordt een positieve marge gerealiseerd en stijgt het aantal operationele uren naar zo'n 7.500 uren per jaar. Elektrolyse kan dus op dit moment nog niet concurreren met grootschalige SMR-units. Een producent van waterstof uit elektrolyse zal zich dan ook moeten richten op kleinschaliger, decentrale productie voor markten waar de willingness-to-pay hoger ligt.

3.3.5 Concurrenieren met grootschalige SMR - blauwe waterstof

Wanneer CO₂ afgevangen wordt bij de productie van waterstof in een SMR-unit, is sprake van blauwe waterstof. Om ook hiermee te vergelijken, is de basis-businesscase als volgt aangepast:

- De prijs voor grootschalige productie in een SMR-unit is verhoogd met €0.75 per kg voor het afvangen van CO₂.
- Om hiermee te kunnen concurreren, moet de waterstof uit elektrolyse groen zijn. Daarvoor worden Nederlandse Garanties van Oorsprong (GvO's) ingekocht voor een prijs van €2,50 per MWh.

²⁸ De LCOH₂ is overgenomen uit het rapport van Module 1 van de dit project. De marginale kosten voor de elektrolyser volgen uit de berekeningen in de basis-businesscase.

Ook in dit geval is de businesscase negatief, maar wel aanzienlijk beter dan bij grijze waterstof. De NPV bedraagt - €4.17 mln. Het aantal operationele uren loopt op van 5.700 in 2019 naar vrijwel voltijds vanaf 2028.

4 Incentives voor een betere businesscase

De businesscase voor waterstofproductie kan worden verbeterd door afspraken te maken met partijen die baat hebben bij vestiging van de waterstofproducent: de regionale netbeheerder²⁹, de overheid en duurzame energieproducenten. Dit hoofdstuk behandelt de mogelijkheden (binnen huidig en toekomstige regulatorische kaders) en de bereidheid van deze partijen om incentives aan de waterstofproducent te bieden, opdat de businesscase voor de waterstofproducent verbetert.

4.1 Incentives om waterstofproductie uit elektrolyse in te zetten ten gunste van effectief regionaal netbeheer

In deze studie wordt aangenomen dat de netbeheerder de mogelijkheid heeft om flexibiliteitsdiensten van marktpartijen af te nemen onder de voorwaarden zoals geschetst in het afwegingskader 'Verzwaren tenzij'. Binnen de huidige wet- en regelgeving heeft de netbeheerder deze mogelijkheid niet.

In use cases 1 en 2 van deze studie wordt een flexibiliteitsdienstlevering door de waterstofproductiefaciliteit aan de netbeheerder in de vorm van grid capacity management³⁰ voorzien: de netbeheerder kiest ervoor om een verzwaring te voorkomen door flexibiliteit af te nemen van de waterstofproductiefaciliteit. Voorwaarde voor deze keuze is dat flexibiliteitsafname bij de waterstofproducent een beter alternatief is dan de alternatieven verzwaren of afschakelen. Deze afweging zal volgens de werkgroep 'Verzwaren Tenzij' moeten worden gedaan op basis van de kosten gesocialiseerd door de netbeheerder in de verschillende alternatieven.

Om de kosten in te schatten zal de netbeheerder volgens het afwegingskader de waterstofproducent vragen om een prijs met bijbehorende voorwaarden over bijvoorbeeld termijn, activatietijd, duur en betrouwbaarheid van beschikbaarheid en activatie. De prijs die de netbeheerder zal betalen voor deze flexibiliteitsdienst geleverd door de waterstofproducent in de twee use cases wordt in eerste instantie ingeschat op basis van dekking van kosten die direct gemaakt worden door de waterstofproducent ten behoeve van levering van de flexibiliteitsdienst, plus een redelijke marge³¹:

- **Kosten van inkopen energie bij activatie**³². Deze kosten verschillen per activatiemoment, zoals toegelicht in Module 2. Er worden geen kosten gemaakt indien de waterstofproducent al van plan was aan te gaan en de kosten kunnen juist hoog zijn indien de marktprijs hoog is.

²⁹ De elektrolyser kan ook waarde toevoegen voor de TSO door het aanbieden van flexibiliteitsproducten (zie module 2). Dit wordt al meegenomen in de businesscases als waardepropositie. Voor deze studie nemen we aan dat de TSO geen extra baat heeft bij plaatsing van een elektrolyser in een bepaald gebied.

³⁰ Voor een definitie, zie het rapport van module 2.

³¹ Bijvoorbeeld in de gebaseerd op de toegestane WACC van het ACM.

³² Bij flexibiliteitslevering ten behoeve van netbeheer zal de waterstofproducent nog steeds energie moeten inkopen, zodat de energiebalans op landelijk niveau gehandhaafd blijft.

- **Kosten direct gerelateerd aan het leveren van de flexibiliteitsdienst**, zoals aanschaf- en onderhoudskosten van een communicatiesysteem voor de flexibiliteitsdienst.

De vorm van de vergoeding is volgens het afwegingskader een combinatie van een beschikbaarheidsvergoeding en/of een vaste/variabele activatievergoeding. Voor het doorrekenen van de cases wordt uitgegaan van een variabele vergoeding op basis van het verschil tussen de marktprijs en de activatieprijs van de waterstofproducent: de hoogste marktprijs waarvoor de waterstofproducent wel zou produceren (deze wordt bepaald door marginale kostprijs). De extra kosten voor communicatiesystemen worden buiten beschouwing gelaten; zoals in module 2 toegelicht zijn ze relatief klein.

4.1.1 *Mogelijkheden voor additionele incentives*

Indien de businesscase voor de waterstofproductiefaciliteit niet positief is, kan de netbeheerder extra incentives overwegen om ervoor te zorgen dat de waterstofproductiefaciliteit zich toch gaat vestigen in het gebied. Deze extra incentives kunnen in verschillende vormen gegoten worden (zie tabel 2), maar zullen volgens het afwegingskader altijd opgeteld en vergeleken worden met andere alternatieven (verzwaren, afschakelen).

Voor de vier use cases is er een selectie gemaakt van incentives die de netbeheerder kan bieden aan de waterstofproducent. Bij het opstellen van deze incentives is overigens nog geen rekening gehouden met de huidige en toekomstige kaders van wet- en regelgeving.

1. Korting op aansluiting – en/of transportkosten

Een korting op aansluitingstarief of transportkosten zorgt voor een kostenverlaging voor de waterstofproducent. Korting op de aansluiting of transporttarieven is niet van toepassing in case 4 (Industriële waterstof) omdat de waterstofproducent aangesloten is op een privaat netwerk. De prijsstructuur van de transportkosten is afhankelijk van de capaciteit van de aansluiting. Voor een aansluiting met hoge capaciteit, zoals in case 2 (Grootschalig zonnepark), zijn er bijvoorbeeld geen variabele transportkosten.

2. Afnamegarantie

De netbeheerder kan de plaatsing van een elektrolyser stimuleren door een gegarandeerd afnamecontract voor geproduceerde waterstof uit elektrolyse te sluiten. Hierdoor zal de netbeheerder voor eigen gebruik waterstof afnemen voor de marktprijs van die toepassing (bijvoorbeeld mobiliteit).

In case 1 (PV-panelen in agrarisch gebied) en 3 (Energiehub bedrijventerrein) kan een afnamegarantie meer zekerheid van afzet bieden aan de waterstofproducent. Voor case 2 (Grootschalig zonnepark) en 4 (Industriële waterstof) is afnamegarantie niet van toepassing, omdat de productiegraad een industriële schaalgraad heeft, de hoeveelheid die de netbeheerder gaat afnemen maakt daar nauwelijks verschil.

3. Verzorgen waterstoftransport

De netbeheerder kan overwegen om een waterstofnet aan te leggen als alternatief voor een verzwaring. De netbeheerder kan ervoor kiezen in dit net te investeren en

de kosten via een transporttarief door te rekenen. In de case “PV-panelen in agrarisch gebied” ligt de aanleg van een waterstofnet niet voor de hand, omdat er onvoldoende waterstof geproduceerd wordt. In case 2 (Grootschalig zonnepark) is aanleg van een waterstofnet een aantrekkelijk alternatief voor transport van waterstof met tube trailers. In case 3 (Energiehub bedrijventerrein) wordt het aanleggen van een waterstofnet meegenomen in de businesscase. De netbeheerder kan ervoor kiezen in dit net te investeren en de kosten via een transporttarief door te rekenen. In case 4 (Industriële waterstof) wordt er al een waterstofnetwerk aangelegd door een derde partij.

Hoe de verschillende incentives passen in huidige en toekomstige regelgeving wordt besproken in paragraaf 4.1.2.

Tabel 3 Incentives door de netbeheerder. Legenda: √ = wordt doorgerekend in betreffende case, – = mogelijke incentive, maar wordt in case niet doorgerekend, n.v.t. = incentive is in deze case niet van toepassing.

Partij	Incentive	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijven- terrein	Case 4 Industriële waterstof
Regionale netbeheerder	Korting op aansluiting	√	–	–	n.v.t.
	Korting vaste transportkosten	√	√	√	n.v.t.
	Korting variabele transportkosten	√	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
	Afnamegarantie	√	n.v.t.	–	n.v.t.
	Verzorgen transport H ₂	–	√	–	n.v.t.

4.1.2

Mate waarin incentives passen binnen huidige en toekomstig regulatorisch kader

Op dit moment heeft de netbeheerder nog geen mogelijkheid om een korting op een tarief te bieden. Tarieven zijn namelijk bedoeld om algemeen geldig te zijn. Als we kijken naar de mogelijkheden om deze incentives in de toekomst in te voeren, dan moet overwogen worden of de incentive geschikt is voor het doel: levering van een flexibilitiedienst. Belangrijk uitgangspunt zou moeten zijn om een vergoeding te bieden op basis van ‘cost-plus’: een redelijke vergoeding die de kosten dekt. Dit uitgangspunt is belangrijk om te garanderen dat er geen ongewenste effecten optreden.

Gegeven het cost-plus uitgangspunt zullen incentives zoals korting op transportkosten en aansluitingskosten niet geschikt zijn: deze kortingen zullen algemeen moeten gelden (een ‘elektrolyser’-tarief) en zijn dus niet gerelateerd aan de kosten. Kortingstarieven voor transport en aansluiting kunnen een goede impliciete prikkel zijn om gedrag van klanten te sturen, maar kunnen ook leiden tot een averechts effect: elektrolyzers gaan zich vestigen in gebieden waar ze juist

congestie veroorzaken. Het is erg lastig om algemene voorwaarden te schetsen voor kortingstarieven die in elke situatie een gewenst effect hebben. Daarnaast is het belangrijk om tarieven zuiver te houden: flexibiliteitstarieven moeten apart staan van andere tarieven. De activatie- en beschikbaarheidsvergoeding zoals beschreven in het kader verzwaren tenzij zijn daarom betere kandidaten voor dit doel. Voor een beschikbaarheidsvergoeding is het ook belangrijk om te overwegen of dit noodzakelijk is en zal de vergoeding ook op basis van cost-plus moeten worden gedaan, zeker in omgevingen zonder liquide flexibiliteitsmarkt.

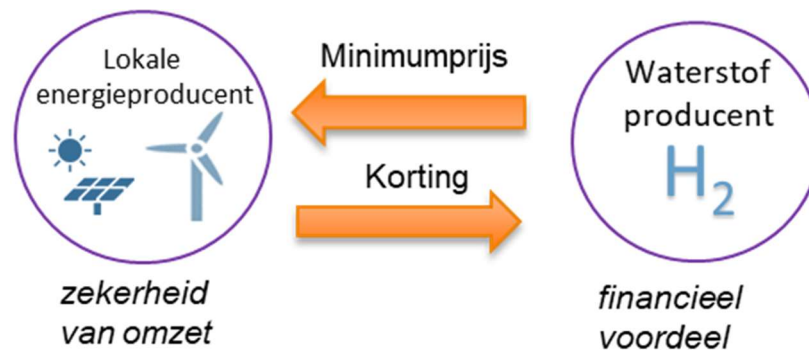
Een (tijdelijke) afnamegarantie van waterstof zal enkel een optie zijn in zeer specifieke situaties: immers de netbeheerder kan zelf niet oneindig veel waterstof afnemen. Uitgangspunt bij deze incentive moet zijn dat de netbeheerder geen handelaar wordt: hij mag in geen geval waterstof in- of verkopen of afnemen voor een hogere prijs dan de marktprijs. De afname van waterstof voor eigen gebruik moet dus ook verantwoord kunnen worden: vergroening van het eigen wagenpark³³.

Het verzorgen van waterstoftransport kan een taak worden van de netbeheerder. Deze optie kan prima meegenomen worden in het afwegingskader: de netbeheerder zal de kosten voor het aanleggen van het waterstofnet en de overige kosten van flexibiliteit vergelijken met die van de optie verzwaren.

4.2 Incentives door overige stakeholders

Overige stakeholders zoals de energieproducent of de overheid kunnen ook incentives bieden. Deze staan in tabel 3.

Omdat de businesscase van de waterstofproducent zeer gevoelig is voor de hoogte van de elektriciteitsprijzen, kunnen ook prijsafspraken met de lokale energieproducent de businesscase van de waterstofproducent verbeteren. Een floor pricing mechanisme, waarbij de waterstofproducent een gegarandeerde minimumprijs aan de energieproducent betaalt en in ruil een korting krijgt per MWh, biedt de energieproducent zekerheid van afzet en vergroot de winstmarge van de waterstofproducent. Dit wordt geïllustreerd in Figuur 30.



Figuur 30 Uitleg van een floor pricing mechanisme.

³³ Waarbij er een goede reden is om voor waterstof te kiezen i.p.v. elektrisch vervoer/transport.

Tenslotte kan ook de overheid besluiten om waterstofproductie uit elektrolyse te stimuleren, bijvoorbeeld door een subsidie op elektriciteitskosten of door het subsidiëren van de onrendabele top van de investeringen.

Tabel 4 Incentives door overige stakeholders.

Partij	Incentive	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijven- terrein	Case 4 Industriële waterstof
Energie- producent	Floor pricing (PPA)	n.v.t	√	n.v.t.	√
Overheid	Subsidie op elektriciteits- kosten	√	√	√	√
	Subsidiëring onrendabele top (CAPEX)	√	√	√	√

5 Uitwerking van de use cases

In dit hoofdstuk worden de businesscases van de verschillende use cases, die beschreven zijn in paragraaf 2.3, gepresenteerd. Hierin zijn de kosten voor opslag en transport en eventuele inkomsten uit flexibiliteitsdiensten aan TenneT en omzet uit diensten aan de regionale netbeheerder opgenomen, die specifiek zijn per use case. Voor elke use case worden de mogelijkheden tot verbetering van de businesscase, bijvoorbeeld door toepassing van de incentives uit hoofdstuk 4, besproken. Ook wordt een gevoeligheidsanalyse per use case uitgevoerd.

In paragraaf 5.1 tot en met 5.4 worden de use cases individueel uitgewerkt. Deze paragrafen zijn afzonderlijk leesbaar en bevatten daarom herhalingen. Voor een overzicht van de use cases, waarin de aannames, uitgangspunten en resultaten ook onderling worden vergeleken en conclusies worden geformuleerd, wordt verwezen naar paragraaf 5.5.

5.1 Use case 'PV-panelen in agrarisch gebied'

5.1.1 *Uitgangspunten en aannames*

In de businesscase worden de volgende aannames gedaan:

Baten

- Voor **opbrengst van waterstof** wordt aangenomen dat de waterstofproducent de waterstof kan afzetten voor een prijs van €5 per kg³⁴ bij de twee tankstations waarvan in deze case sprake is.
- Levering van **flexibiliteit aan de BRP** wordt zoals ook beschreven in module 2 niet expliciet meegenomen: de waterstofproducent past zijn draaischema al aan op basis van de marktprijzen, daarnaast wordt de waarde van passief regelen meegenomen in de 'premium prijs' (zie kosten).
- Levering van **flexibiliteit aan de TSO** wordt meegenomen als een reductie in kosten inkoop elektriciteit (zie 'premium prijs'). Alleen aFRR wordt meegenomen, met de aantekening daarbij dat het ook mogelijk is deze waarde te valoriseren via passief regelen (zie flexibiliteitslevering aan de BRP). Er wordt aangenomen dat het niet mogelijk is om FCR aan te bieden vanwege de kleine schaal. Aanbieden van mFRR is ook geen optie, de elektrolyser zal dan altijd uit of aan moeten staan. Dit kan mogelijk interessant worden in de latere jaren wanneer de elektrolyser altijd aan staat, maar wordt niet gekwantificeerd omdat lastig is om de beschikbaarheid te garanderen – ook bij bijvoorbeeld stijgende elektriciteitsprijzen.

³⁴ Bij waterstoftankstations wordt door de pomphouder een prijs gevraagd van €10 tot €12,50 per kg. De pomphouder moet daarvoor het tankstation neerzetten en operationeel houden, en de waterstof verder comprimeren tot 700 bar. De gehanteerde willingness-to-pay van €5 per kg laat hiervoor een marge bij de tankhouder. Deze WtP is in lijn met de bedragen van €4 tot €7 die genoemd worden in het rapport "Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications", FCH, juli 2017, pag. 66. Wanneer in de toekomst accijnzen geheven zouden worden over waterstof voor mobiliteit, zal de willingness-to-pay dalen.

Kosten

- Voor de **elektriciteitsprijzen** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie hoofdstuk 3). Op met name momenten met veel (deellast) windproductie op nationaal niveau (zie module 2) is er een mogelijkheid voor de elektrolyser om een betere elektriciteitsprijs te krijgen door flexibiliteit te leveren aan de TSO ten behoeve van regel- en reservevermogen (levering van aFRR of passief regelen). De hoogte van deze premium prijs is in werkelijkheid volatiel, maar zoals beschreven in module 2 wordt een gemiddelde premium prijs meegenomen in de doorrekening. Wel vereist dit een risicovolle en intelligente strategie.
- **Elektrolyser:** er wordt geïnvesteerd in een PEM elektrolyser met een capaciteit van 0.5 MW. De investeringen in de plant bedragen €0.8 mln. De stack wordt vervangen na 60.000 operationele uren. In de kosten voor vervanging is de jaarlijkse prijsdaling van de elektrolyser verwerkt. De capaciteit van de elektrolyser is zo gekozen, dat er geen congestie ontstaat in het netwerk wanneer de PV-panelen een maximale opbrengst realiseren.
- **Transportkosten van waterstof:** de waterstof wordt met tube trailers vervoerd naar de tankstations. Daarvoor wordt geïnvesteerd in twee tube trailers (een op locatie en een onderweg) met een capaciteit van 300 kg waterstof. De kosten bedragen €90.000 per stuk. Ook moet een compressor worden aangeschaft, die de waterstof comprimeert onder 200 bar. De kosten daarvoor bedragen €140.000. Over de tube trailers en de compressor wordt jaarlijks 4% kosten voor O&M gerekend. Daarnaast zijn er jaarlijks kosten voor chauffeurs (€35 per uur) en per kilometer (€0,70) en voor elektriciteit voor de compressor. Voor de tube trailers en compressor wordt een afschrijvingstermijn van 20 jaar gehanteerd. Het totaal aan kosten vertaalt zich in variabele transportkosten van €0,86 per kg waterstof. Deze worden als OPEX meegenomen in de businesscase.
- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn projectkosten opgenomen van €0.1 mln. Daarnaast worden kosten voor realisatie van de netwerkaansluiting²⁶ meegenomen. Daarnaast zijn er operationele kosten voor O&M (2% van initiële investering in elektrolyser³⁵) en transportkosten elektriciteit³⁶.

Overig

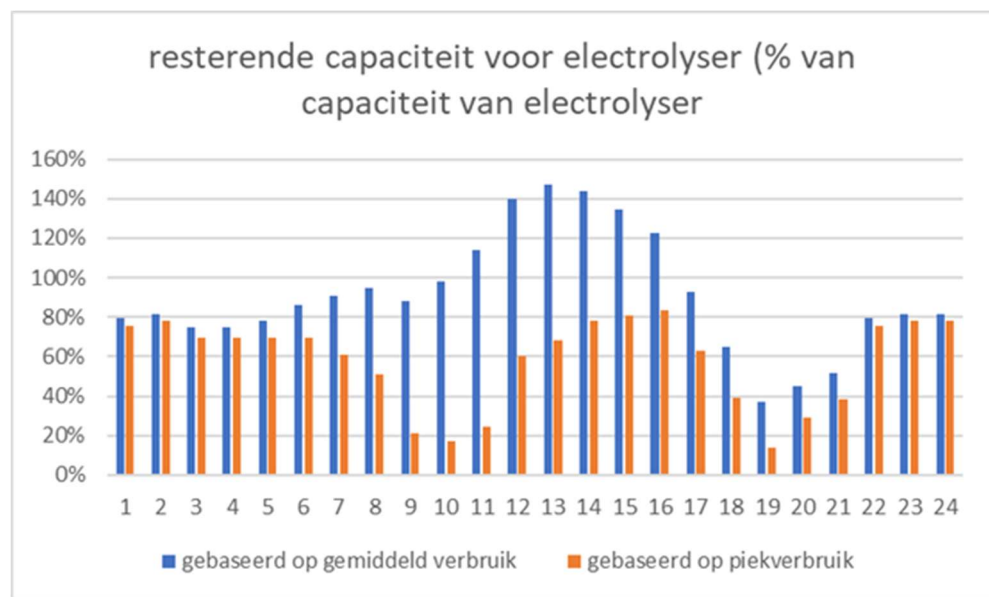
- **Productieprofiel:** Er wordt waterstof geproduceerd op momenten waarop de inkomsten, op basis van de *willingness-to-pay* prijs, hoger zijn dan de marginale operationele kosten inclusief die voor opslag en transport. Op het moment dat de marginale operationele kosten hoger zijn dan de inkomsten, wordt de productie teruggebracht tot een belasting van 10%³⁷. Daarnaast wordt rekening

³⁵ Hoewel in de praktijk het percentage O&M bij een kleine elektrolyser hoger zal liggen dan bij een grotere, is er omwille van de eenvoud in deze studie voor gekozen om voor elke use case 2% te hanteren.

³⁶ Volgens tarievenblad Enexis.

³⁷ Om technische redenen heeft het de voorkeur om de elektrolyser niet helemaal uit te schakelen.

gehouden met de capaciteit van de elektriciteitskabel. De kabel heeft een capaciteit van slechts 454 kW, terwijl de capaciteit van de elektrolyser 500 kW bedraagt. Dat betekent dat de elektrolyser niet op vollast kan produceren, wanneer de PV-panelen te weinig elektriciteit produceren en/of er veel elektriciteit wordt gebruikt door de agrariërs. In Figuur 31 is de resterende netto³⁸ capaciteit voor de elektrolyser weergegeven, als percentage van de totale capaciteit van de elektrolyser. In de businesscase is uitgegaan van de resterende capaciteit bij gemiddeld verbruik (de blauwe lijnen in de grafiek). Dit betekent dat de elektrolyser bijvoorbeeld van 11 uur tot 16 uur volledig aan kan, maar om 19 uur op maximaal 40% van zijn capaciteit kan produceren. Modelleren op basis van gemiddeld verbruik veronderstelt een voorspelbaarheid in het gebruiksprofiel van elektriciteit. Wanneer die er niet is, moet de belasting van de elektrolyser gebaseerd worden op piekverbruik, en dus nog verder terugschakelen.



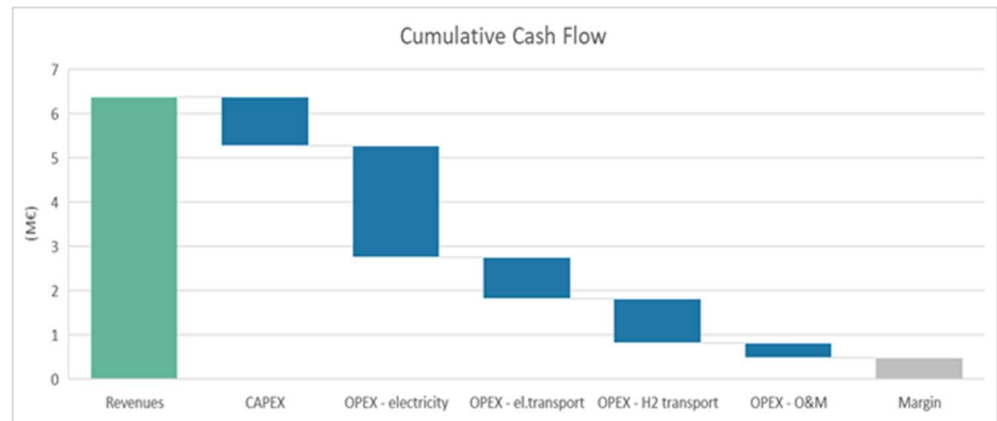
Figuur 31 Resterende capaciteit op de kabel voor de elektrolyser, gebaseerd op gemiddeld netto verbruik en gebaseerd op piekverbruik.

- Voor de **financiële parameters** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie 3.1). De WACC wordt verhoogd naar 10%, omdat er een aanzienlijke onzekerheidsfactor zit in de omvang en groei van de vraag naar waterstof van de tankstations en de willingness-to-pay.

5.1.2 Resultaten

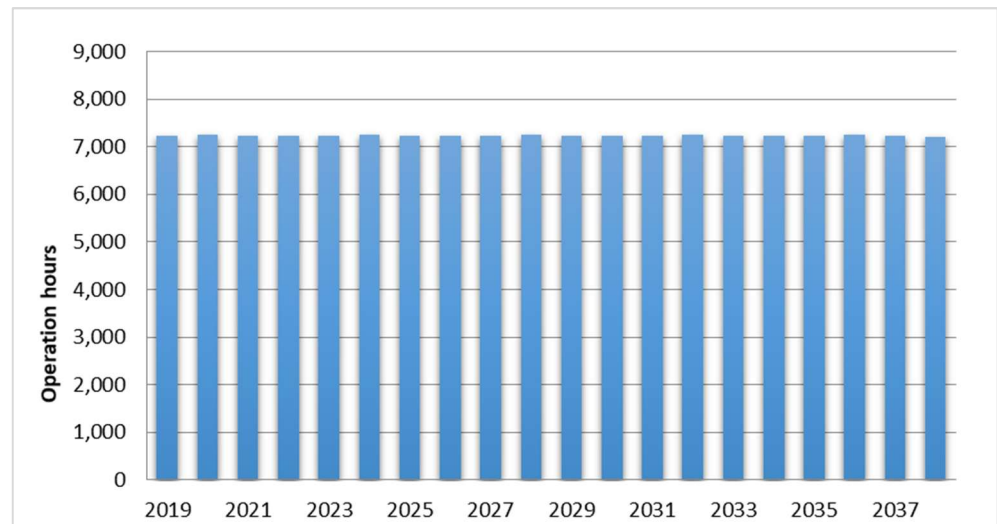
De businesscase is negatief. De NPV bedraagt - €0.25 mln. Dit wordt veroorzaakt door de relatief hoge CAPEX voor een kleinschalige plant en hoge kosten voor het transport van waterstof. In Figuur 32 wordt de cumulatieve cashflow over de volledige looptijd weergegeven. Hoewel de marge positief is, is deze niet groot genoeg om een WACC van 10% te realiseren. De IRR (Internal Rate of Return) bedraagt 6%.

³⁸ Capaciteit kabel + opwek PV – gebruik (exclusief elektrolyser)



Figuur 32 Cumulatieve cashflow voor de use case “PV in agrarisch gebied”.

De plant produceert ruim 7.000 operationele uren per jaar, zie Figuur 33. Wanneer de capaciteit van de kabel niet beperkt zou zijn, zou de plant altijd op maximale capaciteit produceert.



Figuur 33 Operationele uren per jaar voor de use case “PV in agrarisch gebied”.

5.1.3 Gevoeligheidsanalyse

De businesscase is zeer gevoelig voor de elektriciteitsprijzen. In het Frontier base case scenario (zie Figuur 23) daalt de NPV met €0,4 mln naar -€0,65 mln.

Naast de elektriciteitsprijzen is de businesscase ook zeer gevoelig voor de Willingness-to-pay. Wanneer de Willingness-to-pay voor mobiliteit daalt van €5 naar €4 per kg, daalt de NPV met €0,5 mln. Wanneer de Willingness-to-pay voor mobiliteit stijgt van €5 naar €7 per kg, stijgt de NPV met € 1 mln.

De option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt €0,02 mln. Het is onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden.

De belasting van de elektrolyser is berekend op basis van de gemiddeld beschikbare capaciteit op de elektriciteitskabel (zie Figuur 31). Wanneer deze berekend wordt op basis van de capaciteit op basis van piekverbruik, daalt de NPV

naar - €0.54 mln en de operationele uren dalen naar ruim 5.000 uur per jaar. Wanneer het hele jaar op vollast geproduceerd zou kunnen worden, bedraagt de NPV - €0.03 mln en wordt 8760 uur per jaar geproduceerd.

5.1.4 *Mogelijkheden voor verbetering van de businesscase*

Door inzet van waterstofproductie uit elektrolyse kan de netbeheerder verzwaring van het netwerk uitstellen of zelfs voorkomen. De kosten voor verzwaring bedragen €0.5 mln, zie rapport module 2. Dit is dus de maximale financiële ruimte die de netbeheerder heeft voor het bieden van incentives aan de waterstofproducent, om hem naar deze locatie te trekken. Wanneer deze volledig ingezet zou worden, kan de NPV verbeterd worden met maximaal €0.21 mln³⁹. De businesscase is dan nog net negatief.

De volgende incentives door de netbeheerder zijn doorgerekend voor deze use case:

- **Levering van flexibiliteit aan de DSO ten behoeve van **grid capacity management**.** Omdat de elektrolyser al veel draaiuren maakt zijn de kosten voor activatie die minimaal moeten worden gedekt door de netbeheerder voor het bieden van deze dienst erg klein (enkele honderden euro's per jaar, zie Module 2). De netbeheerder kan daar een marge bieden bovenop de activatievergoeding en/of een beschikbaarheidsvergoeding bieden. Deze vergoeding moet redelijk zijn en passen in een nog te vormen wettelijk kader (zie ook 4.1.2).
- **Korting op het aansluittarief.** Wanneer het aansluittarief van €654 per jaar (totaal €0.01 mln over de gehele looptijd) niet in rekening gebracht wordt, verbetert de NPV met €0.01 mln.
- **Korting op de vaste transportkosten.** Wanneer deze kosten (vastrecht €441 per jaar, gecontracteerd vermogen €11,89 per kW per jaar en maximaal vermogen €1,37 per kW per maand; totaal €0.3 mln over de gehele looptijd) niet in rekening gebracht worden, verbetert de NPV met €0.13 mln.
- **Korting op de variabele transportkosten.** Wanneer deze kosten (€8,90 per MWh; totaal €0.5 mln over de gehele looptijd) niet in rekening gebracht worden, verbetert de NPV met €0.21 mln.

Naast deze financiële incentives kan de netbeheerder de waterstofproducent een afnamegarantie bieden voor de waterstof, die de netbeheerder voor het eigen wagenpark zou kunnen gebruiken. Dit geeft zekerheid van afzet aan de waterstofproducent, waardoor in de businesscase gerekend zou kunnen worden met een iets lagere WACC. Bij een WACC van 8% wordt de NPV - €0.14 mln. Wanneer de netbeheerder bereid is een hogere prijs te betalen voor de waterstof, zal de businesscase ook verbeteren.

Ook de overheid kan door subsidiëring de businesscase verbeteren:

³⁹ Alle incentives betreffen korting op variabele kosten die "uitgesmeerd" zijn over de gehele looptijd. Door verdiscontering tegen een WACC van 10% is de impact op de NPV aanzienlijk lager dan het totale bedrag dat de incentive behelst.

- Een subsidie op de elektriciteitsprijs van €5 per MWh verbetert de businesscase met €0.15 mln tot - €0.1 mln.
- Met een CAPEX-subsidiëring van de onrendabele top ter grootte van €0.27 mln komt de NPV op 0 uit.

5.2 Use case ‘Grootschalig zonnepark’

5.2.1 *Uitgangspunten en aannames*

In de businesscase worden de volgende aannames gedaan:

Baten

- Voor **opbrengst van waterstof** wordt aangenomen dat de waterstofproducent de waterstof kan afzetten voor een prijs van €5 per kg⁴⁰ bij een tankstation. De vraag neemt toe van 34 ton per jaar in 2018 tot 216 ton per jaar vanaf 2022. Voor de rest van de geproduceerde waterstof wordt aangenomen dat deze kan worden verkocht aan nabijgelegen industrie voor de referentieprijs van grijze waterstof uit aardgas plus de ETS-prijs⁴¹, zoals beschreven in paragraaf 3.1.
- Levering van **flexibiliteit aan de BRP** wordt zoals ook beschreven in module 2 niet expliciet meegenomen: de waterstofproducent past zijn draaischema al aan op basis van de marktprijzen, daarnaast wordt de waarde van passief regelen al meegenomen in de ‘premium prijs’ (zie kosten).
- Levering van **flexibiliteit aan de TSO** (aFRR of passief regelen) wordt meegenomen als een reductie in kosten inkoop elektriciteit. Aanbieden van mFRR is geen optie, de elektrolyser zal dan altijd uit of aan moeten staan. Dit kan mogelijk interessant worden in de latere jaren wanneer de elektrolyser altijd aan staat, maar wordt niet gekwantificeerd omdat lastig is om de beschikbaarheid te garanderen – ook bij bijvoorbeeld stijgende elektriciteitsprijzen. Vanwege het dubbelzijdig regelen vereiste kan FCR alleen worden aangeboden als de elektrolyser langere tijd – nu is dat tenminste een week, maar de tijdsduur wordt de komende jaren verkort naar 4 uren - op deellast draait. Dit is niet doorgerekend omdat het een complexe optimalisatie van de businesscase vereist onder onzekere omstandigheden (day-ahead, FCR-prijzen en extra degradatie van de elektrolyser bij snel op- en afschakelen).

Kosten

- Voor de **electriciteitsprijzen** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie 3.1). Op met name momenten met veel (deellast) windproductie op nationaal niveau (zie module 2) is er een mogelijkheid voor de

⁴⁰ Bij waterstoftankstations wordt door de pomphouder een prijs gevraagd van €10 tot €12,50 per kg. De pomphouder moet daarvoor het tankstation neerzetten en operationeel houden, en de waterstof verder comprimeren tot 700 bar. De gehanteerde willingness-to-pay van €5 per kg laat hiervoor een marge bij de tankhouder. Deze WtP is in lijn met de bedragen van €4 tot €7 die genoemd worden in het rapport “Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications”, FCH, juli 2017, pag. 66. Wanneer in de toekomst accijnzen geheven zouden worden over waterstof voor mobiliteit, zal de willingness-to-pay dalen.

⁴¹ De ETS-prijs komt van de Frontier Scenario's en is vermeerderd met 17€/tonCO2 om gelijk te trekken met de huidige ETS-prijs.

elektrolyser om een betere elektriciteitsprijs te krijgen door flexibiliteit te leveren aan de TSO ten behoeve van regel- en reservevermogen (levering van aFRR of passief regelen). De hoogte van deze premium prijs is in werkelijkheid volatiel, maar zoals beschreven in module 2 wordt een gemiddelde premium prijs meegenomen in de doorrekening. Wel vereist dit een risicovolle en intelligente strategie.

- **Elektrolyser:** er wordt geïnvesteerd in een PEM-elektrolyser met een capaciteit van 25 MW. De elektrolyser is gedimensioneerd om een investering in het elektriciteitsnet te voorkomen, zie module 2. De verwachte levensduur is 20 jaar. De investeringen in de elektrolyser inclusief Balance of Plant bedragen €21.5 mln. De stack wordt vervangen na 60.000 operationele uren. In de kosten voor vervanging is de jaarlijkse prijsdaling van de elektrolyser, door technologische vooruitgang, verwerkt.
- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn projectkosten opgenomen van €300k. Naast de OPEX voor de elektriciteitskosten zijn de belangrijkste posten O&M (2% van initiële investering in elektrolyser) en transportkosten elektriciteit⁴².
- **Transportkosten van waterstof:** Voor het transporteren van waterstof zijn er twee opties: via tube trailers of via een pijpleiding van 20 kilometer. Voor het transport over de weg wordt geïnvesteerd in 25 tube trailers met een capaciteit van 300 kg waterstof. De kosten bedragen €90.000 per stuk. Ook moet een compressor worden aangeschaft, die de waterstof comprimeert onder 200 bar. De kosten daarvoor bedragen €1,6 mln. Over de tube trailers en de compressor wordt jaarlijks 4% kosten voor O&M gerekend. Daarnaast zijn er jaarlijks kosten voor chauffeurs (€35 per uur) en per kilometer (€0,70) en voor elektriciteit voor de compressor. Voor de tube trailers en compressor wordt een afschrijvingstermijn van 20 jaar gehanteerd. Het totaal aan kosten vertaalt zich in variabele transportkosten van €0,58 per kg waterstof. Deze worden als OPEX meegenomen in de businesscase.
- In de tweede variant wordt de waterstof door middel van een **pijpleiding** van 20 kilometer naar de klant getransporteerd. Hiervoor zijn investeringskosten van €14 mln. nodig, gebaseerd op de resultaten uit module 2. Voor deze case hoeft geen compressor worden aangeschaft. De onderhoudskosten van de pijpleiding zijn ingeschat op jaarlijks 2% van de investeringskosten. De kosten voor transport zijn dan €0.17 per kg waterstof. Deze kosten worden als OPEX meegenomen in de businesscase.
- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn projectkosten opgenomen van €0.3 mln. Daarnaast worden kosten voor realisatie van de netwerkaansluiting²⁶ meegenomen. Daarnaast zijn er operationele kosten voor O&M (2% van initiële investering in elektrolyser) en transportkosten elektriciteit⁴³.

⁴² Volgens tarievenblad Enexis. Aansluitkosten worden als sunk beschouwd (private net wordt o.a. ook gebruikt voor chloorfabriek). Transportkosten berekend op basis van capaciteit van 20 MW en daadwerkelijk gebruik.

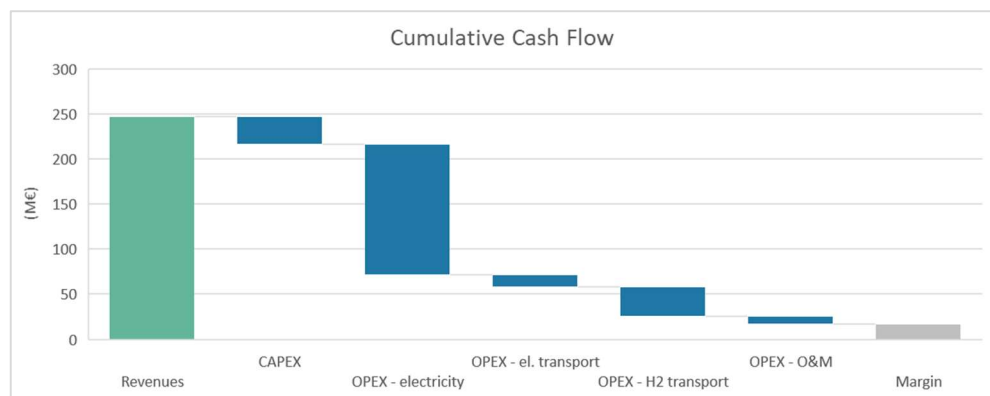
⁴³ Volgens tarievenblad Enexis.

Overig

- **Productieprofiel:** Er wordt waterstof geproduceerd op momenten waarop de inkomsten, op basis van de *willingness-to-pay* prijs, hoger zijn dan de marginale operationele kosten inclusief die voor opslag en transport. Op het moment dat de marginale operationele kosten hoger zijn dan de inkomsten, wordt de productie teruggebracht tot een belasting van 10%⁴⁴.
- Voor de **financiële parameters** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie 3.1). De WACC wordt verhoogd naar 10%, omdat er een aanzienlijke onzekerheidsfactor zit in de omvang en groei van de vraag naar waterstof van de tankstations en de Willingness-to-pay.

5.2.2 Overzicht van resultaten

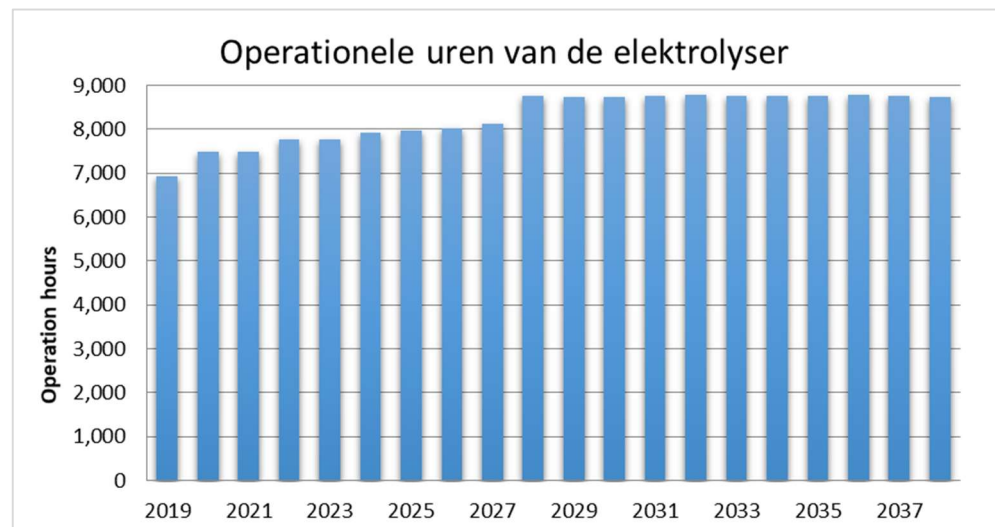
De businesscase is negatief. De NPV bedraagt €-12,1 mln. Dit wordt veroorzaakt door hoge transportkosten van de waterstof. In Figuur 34 wordt de cumulatieve cashflow over de volledige looptijd weergegeven. De marge is positief, en groot genoeg om een WACC van 10% te realiseren. De IRR (Internal Rate of Return) bedraagt 5%.



Figuur 34 Cumulatieve cashflow voor de use case "Industriële waterstof".

De plant produceert in 2018 ongeveer 7.000 operationele uren per jaar, dit neemt toe tot maximale capaciteit in 2028, zie Figuur 35. De toename in operationele uren komt doordat het verschil tussen elektriciteits- en gasprijzen gunstiger wordt voor de elektrolyser. In 2027 wordt de stack van de elektrolyser vervangen, waardoor de efficiëntie beter wordt en er dus een sprong in operationele uren zichtbaar is.

⁴⁴ Om technische redenen heeft het de voorkeur om de elektrolyser niet helemaal uit te schakelen.



Figuur 35 Operationele uren per jaar voor de use case "Industriële waterstof".

5.2.3 Gevoeligheidsanalyse

De businesscase is zeer gevoelig voor de elektriciteitsprijzen. In het Frontier base case scenario (zie Figuur 23) daalt de NPV met €14 mln naar - €26,1 mln.

Naast de elektriciteitsprijzen is de businesscase ook gevoelig voor de willingness-to-pay. Wanneer de Willingness-to-pay voor mobiliteit daalt van €5 naar €4 per kg, daalt de NPV met €1,4 mln. Wanneer de willingness-to-pay voor mobiliteit stijgt van €5 naar €7 per kg, stijgt de NPV met € 2,7 mln.

De opbrengst van de option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt €0,95 mln. Het is onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden.

Wanneer de elektrolyser enkel wordt ingezet voor het verbruiken van stroom uit het zonnepark wanneer de productie hoger is dan de capaciteit van de kabel, dan draait de elektrolyser slechts 280 uur. Hierdoor zal de NPV dalen naar €-29,4 mln.

5.2.4 Mogelijkheden voor verbetering van de businesscase

Door inzet van waterstofproductie uit elektrolyse kan de netbeheerder verzwaring van het netwerk uitstellen of zelfs voorkomen. De kosten voor verzwaring bedragen €7 mln, zie rapport module 2. Dit is dus de maximale financiële ruimte die de netbeheerder heeft voor het bieden van incentives aan de waterstofproducent, om hem naar deze locatie te trekken. Wanneer deze volledig ingezet zou worden, kan de NPV verbeterd worden met maximaal €6.4 mln. De businesscase is dan nog net negatief.

De volgende incentives door de netbeheerder zijn doorgerekend voor deze use case:

- Levering van flexibiliteit aan de DSO ten behoeve van **grid capacity management**. Omdat de elektrolyser al veel draaiuren maakt zijn de kosten voor activatie die minimaal moeten worden gedekt door de netbeheerder voor het bieden van deze dienst klein (ongeveer 90kEUR per jaar, zie Module 2). De netbeheerder kan daar een marge bieden bovenop de activatievergoeding en/of

een beschikbaarheidsvergoeding bieden. Deze vergoeding moet redelijk zijn en passen in een nog te vormen wettelijk kader (zie ook 4.1.2). Het afschakelen van delen van het zonnepark bij congestie zal ook meegenomen worden in de afweging voor het bepalen van de vergoeding.

- **Korting op het aansluittarief.** Wanneer de periodieke aansluitvergoeding van €2646 per jaar (totaal €0.05 mln over de gehele looptijd) niet in rekening gebracht wordt, verbetert de NPV met €0.03 mln.
- **Korting op de vaste transportkosten.** Wanneer deze kosten (vastrecht €2760 per jaar, gecontracteerd vermogen €11,21 per kW per jaar en maximaal vermogen €1,29 per kW per maand; totaal €10.7 mln over de gehele looptijd) niet in rekening gebracht worden, verbetert de NPV met €5.3 mln.

Naast deze financiële incentives kan de netbeheerder de waterstofproducent een afnamegarantie bieden voor de waterstof, die de netbeheerder voor het eigen wagenpark zou kunnen gebruiken. Dit geeft zekerheid van afzet aan de waterstofproducent, waardoor in de businesscase gerekend zou kunnen worden met een iets lagere WACC. Bij een WACC van 8% wordt de NPV - €8.2 mln. Wanneer de netbeheerder bereid is een hogere prijs te betalen voor de waterstof, zal de businesscase ook verbeteren. De netbeheerder kan ook de ruimte die ontstaat door het voorkomen van een verzwaring inzetten om het waterstoftransport deels⁴⁵ te financieren. In deze case zal dit een stijging van de NPV met €3.1 mln. opleveren.

De energieproducent kan de businesscase subsidiëren door een floor price af te spreken: een **floor price** van €20 met een korting van €2 levert in de NPV €2.7 mln op.

Ook de overheid kan door subsidiëring de businesscase verbeteren:

- Een subsidie op de elektriciteitsprijs van €5 per MWh verbetert de businesscase €8,3 mln.
- Met een CAPEX-subsidiëring van de onrendabele top ter grootte van €13 mln komt de NPV op 0 uit.

De businesscase kan nog verbeterd worden door:

- Met een pijpleiding aansluiten op een gepland waterstoftransportnet. In de berekening wordt verondersteld dat er 20 km extra pijpleiding aangelegd moet worden om deze aansluiting te realiseren. De transportkosten dalen dan van €0,58 naar €0,16 per kg. Op de NPV scheelt dit €9,2 mln.
- Aansluiting van de elektrolyser achter de meter van het zonnepark scheelt netbeheerkosten. Dat levert in de NPV €6,1 mln op. De aansluiting van het zonnepark is groot genoeg om ook de elektrolyser te plaatsen.

5.3 Use case 'Energiehub op een bedrijventerrein'

5.3.1 *Uitgangspunten en aannames*

In de businesscase worden de volgende aannames gedaan:

⁴⁵ De kosten voor het aanleggen van een waterstofleiding is groter dan de €7 mln die de netbeheerder bespaart aan verzwaring.

Baten

- Voor **opbrengst van waterstof** wordt aangenomen dat de waterstofproducent de waterstof kan afzetten voor een prijs van €5 per kg⁴⁶ bij een tankstation. De vraag neemt toe van 3 ton per jaar in 2018 tot 179 ton per jaar vanaf 2022. Voor de rest van de geproduceerde waterstof wordt aangenomen dat deze kan worden verkocht aan waterstofleveranciers voor gebruik in medische toepassingen tegen een prijs van €5 per kg.
- Levering van **flexibiliteit aan de BRP** wordt zoals ook beschreven in module 2 niet expliciet meegenomen: de waterstofproducent past zijn draaischema al aan op basis van de marktprijzen, daarnaast wordt de waarde van passief regelen al meegenomen in de 'premium prijs' (zie kosten).
- Levering van **flexibiliteit aan de TSO (aFRR of passief regelen)** wordt meegenomen als een reductie in kosten inkoop elektriciteit. Het aanbieden van mFRR is geen optie, de elektrolyser zal dan altijd uit of aan moeten staan. Dit kan mogelijk interessant worden in de latere jaren wanneer de elektrolyser altijd aan staat, maar wordt niet gekwantificeerd omdat lastig is om de beschikbaarheid te garanderen – ook bij bijvoorbeeld stijgende elektriciteitsprijzen. De elektrolyser kan technisch gezien wel FCR bieden, maar dit is niet doorgerekend omdat het een complexe optimalisatie van de businesscase vereist onder onzekere omstandigheden (day-ahead, FCR-prijzen en extra degradatie van de elektrolyser bij snel op- en afschakelen).

Kosten

- Voor de **elektriciteitsprijzen** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie 3.1). Op met name momenten met veel (deellast) windproductie op nationaal niveau (zie module 2) is er een mogelijkheid voor de elektrolyser om een betere elektriciteitsprijs te krijgen door flexibiliteit te leveren aan de TSO ten behoeve van regel- en reservevermogen (levering van aFRR of passief regelen). De hoogte van deze premium prijs is in werkelijkheid volatiel, maar zoals beschreven in module 2 wordt een gemiddelde premium prijs meegenomen in de doorrekening. Wel vereist dit een risicovolle en intelligente strategie.
- **Elektrolyser:** er wordt geïnvesteerd in een PEM elektrolyser met een capaciteit van 1,25 MW. De elektrolyser is gedimensioneerd op de verwachte vraag van het tankstation, zoals bepaalt in module 2. De verwachte levensduur is 20 jaar. De investeringen in de elektrolyser inclusief Balance of Plant bedragen €1.6 mln. De stack wordt vervangen na 60.000 operationele uren. In de kosten voor vervanging is de jaarlijkse prijsdaling van de elektrolyser, door technologische vooruitgang, verwerkt.

⁴⁶ Bij waterstoftankstations wordt door de pomphouder een prijs gevraagd van €10 tot €12,50 per kg. De pomphouder moet daarvoor het tankstation neerzetten en operationeel houden, en de waterstof verder comprimeren tot 700 bar. De gehanteerde willingness-to-pay van €5 per kg laat hiervoor een marge bij de tankhouder. Deze WtP is in lijn met de bedragen van €4 tot €7 die genoemd worden in het rapport "Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications", FCH, juli 2017, pag. 66. Wanneer in de toekomst accijnzen geheven zouden worden over waterstof voor mobiliteit, zal de willingness-to-pay dalen.

- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn projectkosten opgenomen van €200k. Naast de OPEX voor de elektriciteitskosten zijn de belangrijkste posten O&M (2% van initiële investering in elektrolyser) en transportkosten elektriciteit⁴⁷.
- **Transportkosten van waterstof:** De waterstof wordt door middel van een pijpleiding van 1 kilometer naar de klant getransporteerd. Hiervoor zijn investeringskosten van €0.7 mln. nodig, op basis van module 2. Voor deze case hoeft geen compressor worden aangeschaft. Voor de pijpleiding hanteren we een afschrijvingstermijn van 50 jaar. De onderhoudskosten van de pijpleiding zijn ingeschat op €5.000 per jaar. Inclusief energiekosten voor de compressor worden de kosten voor transport dan €0.11 per kg waterstof. Deze kosten worden als OPEX meegenomen in de businesscase.
- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn projectkosten opgenomen van €0.2 mln. Daarnaast worden kosten voor realisatie van de netwerkaansluiting²⁶ meegenomen. Daarnaast zijn er operationele kosten voor O&M (2% van initiële investering in elektrolyser) en transportkosten elektriciteit⁴⁸

Overig

- **Productieprofiel:** Er wordt waterstof geproduceerd op momenten waarop de inkomsten, op basis van de *willingness-to-pay* prijs, hoger zijn dan de marginale operationele kosten inclusief die voor opslag en transport. Op het moment dat de marginale operationele kosten hoger zijn dan de inkomsten, wordt de productie teruggebracht tot een belasting van 10%⁴⁹.
- Voor de **financiële parameters** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie 3.1). De WACC wordt verhoogd naar 10%, omdat er een aanzienlijke onzekerheidsfactor zit in de omvang en groei van de vraag naar waterstof van de tankstations en de Willingness-to-pay.

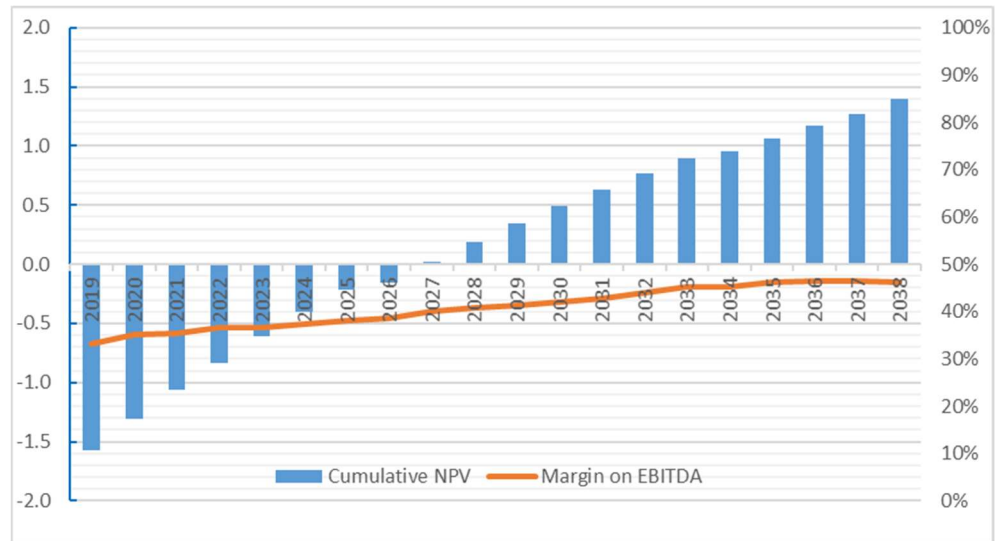
5.3.2 Overzicht van resultaten

In Figuur 36 is de netto contante waarde van de businesscase weergegeven. Na een looptijd van 20 jaar is de NPV €1.4 mln, en dus positief. Dit wordt veroorzaakt door gegarandeerde afname in de buurt van de elektrolyser, waardoor voldoende draaiuren worden gerealiseerd (Figuur 38).

⁴⁷ Volgens tarievenblad Enexis. Aansluitkosten worden als sunk beschouwd (private net wordt o.a. ook gebruikt voor chloorfabriek). Transportkosten berekend op basis van capaciteit van 20 MW en daadwerkelijk gebruik.

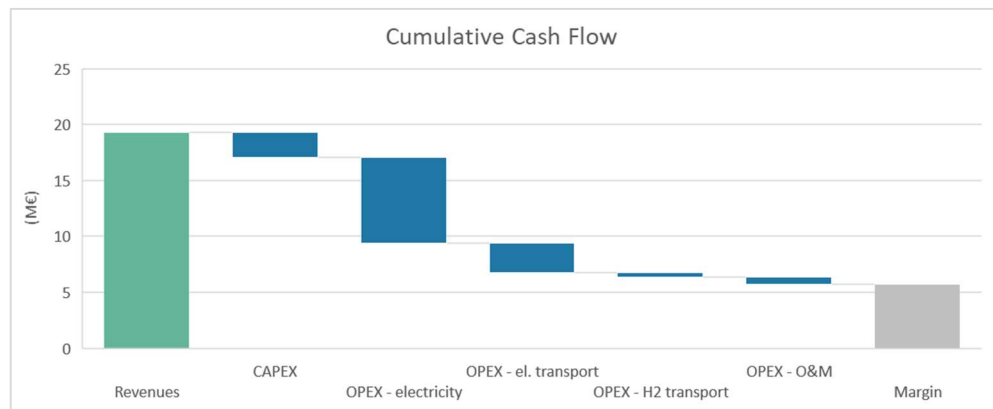
⁴⁸ Volgens tarievenblad Enexis.

⁴⁹ Om technische redenen heeft het de voorkeur om de elektrolyser niet helemaal uit te schakelen.



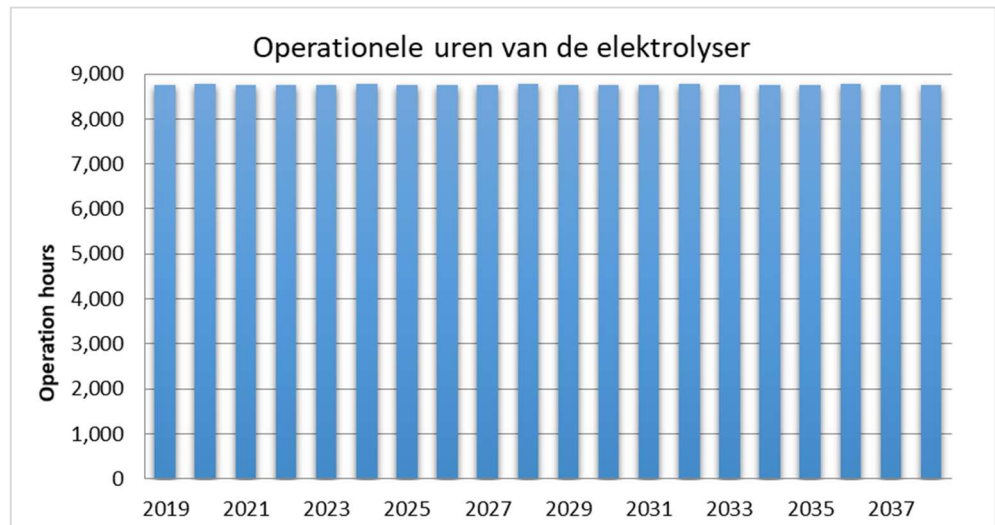
Figuur 36 Netto contante waarde van de cumulatieve cashflow en marge van de case “Energiehub bedrijventerrein”.

In Figuur 37 wordt de cumulatieve cashflow over de volledige looptijd weergegeven. De marge is positief, en groot genoeg om een WACC van 10% te realiseren. De IRR (Internal Rate of Return) bedraagt 20%.



Figuur 37 Cumulatieve cashflow voor de use case “Energiehub bedrijventerrein”.

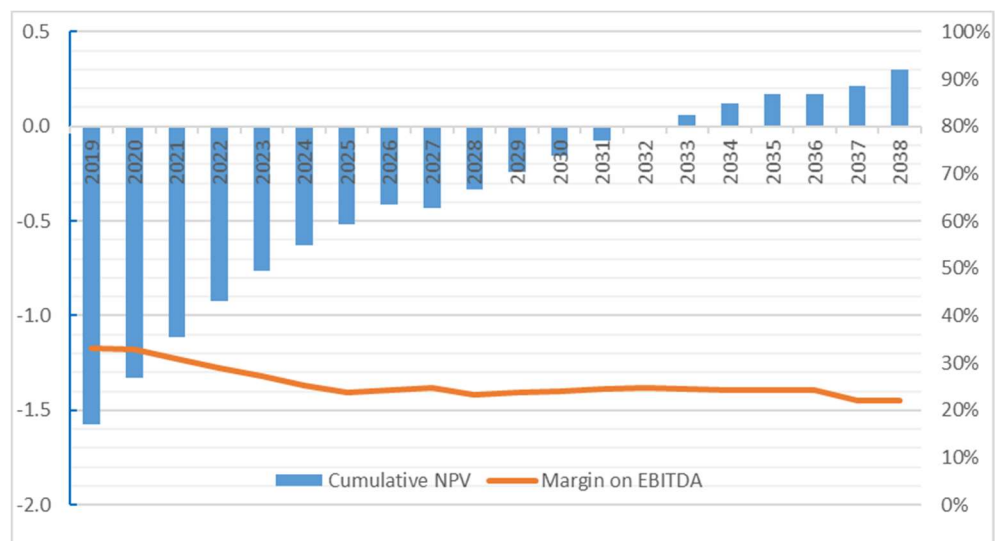
De plant produceert gedurende de gehele looptijd op maximale capaciteit, zie Figuur 38.



Figuur 38 Operationele uren per jaar voor de use case “Energiehub bedrijventerrein”.

5.3.3 Gevoeligheidsanalyse

De businesscase is zeer gevoelig voor de elektriciteitsprijzen. Het Frontier base case scenario heeft hogere prijzen dan het TNO-prijsscenario, zie Figuur 23. Als we uitgaan van het Frontier scenario daalt de NPV met €1,1 mln naar €0,3 mln, zoals te zien in Figuur 39. De operationele draaiuren van de elektrolyser nemen af in dit scenario, maar het is voornamelijk een lagere marge die wordt behaald.



Figuur 39 Netto contante waarde van de cumulatieve cashflow voor de use case “Energiehub bedrijventerrein” als wordt uitgegaan van het Frontier scenario.

Naast de elektriciteitsprijzen is de businesscase ook gevoelig voor de Willingness-to-pay. Wanneer de Willingness-to-pay voor mobiliteit daalt van €5 naar €4 per kg, daalt de NPV met €1,5 mln. Wanneer de Willingness-to-pay voor mobiliteit stijgt van €5 naar €7 per kg, stijgt de NPV met € 3 mln.

De opbrengst van de option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt €0,15 mln. Het is onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden.

5.3.4 *Mogelijkheden voor verbetering van de businesscase*

In deze case wordt er geen verzwaring in het elektriciteitsnet voorkomen. Daardoor gaan we ervan uit dat de netbeheerder geen incentives kan en wil bieden voor het plaatsen van de elektrolyser.

De overheid kan door subsidiëring de businesscase verbeteren.

- Een subsidie op de elektriciteitsprijs van €5 per MWh verbetert de businesscase met € 0,3 mln.

5.4 Use case 'Industriële waterstof'

5.4.1 *Uitgangspunten en aannames*

In de businesscase worden de volgende aannames gedaan:

Baten

- Voor opbrengst van waterstof wordt aangenomen dat de waterstofproducent de waterstof kan afzetten voor een prijs van €5 per kg⁵⁰ bij een tankstation. De vraag neemt toe van 33 ton per jaar in 2018 tot 164 ton per jaar vanaf 2022. Voor de rest van de geproduceerde waterstof wordt aan genomen dat deze kan worden verkocht aan nabijgelegen industrie voor de referentieprijs van grijze waterstof uit aardgas plus de ETS price⁵¹, zoals beschreven in paragraaf 3.1.
- Levering van flexibiliteit aan de BRP wordt zoals ook beschreven in module 2 niet expliciet meegenomen: de waterstofproducent past zijn draaischema al aan op basis van de marktprijzen, daarnaast wordt de waarde van passief regelen al meegenomen in de 'premium prijs' (zie kosten).
- Levering van flexibiliteit aan de TSO (aFRR en/of passief regelen) wordt meegenomen als een reductie in kosten inkoop elektriciteit. Het aanbieden van mFRR is ook geen optie, de elektrolyser zal dan altijd uit of aan moeten staan. Dit kan mogelijk interessant worden in de latere jaren wanneer de elektrolyser altijd aan staat, maar wordt niet gekwantificeerd omdat lastig is om de beschikbaarheid te garanderen – ook bij bijvoorbeeld stijgende elektriciteitsprijzen. Omdat in deze casus een alkaline elektrolyser gebruikt wordt zal rekening gehouden moeten worden met beperkte 'opregelmomenten' per elektrolyser, om daarmee thermische spanning in de installatie te voorkomen. Er is nader onderzoek nodig om te bepalen of de FCR-dienst mogelijk is, maar de baten van FCR zullen beperkter zijn dan in de andere casus door de versnelde degradatie.

⁵⁰ Bij waterstoftankstations wordt door de pomphouder een prijs gevraagd van €10 tot €12,50 per kg. De pomphouder moet daarvoor het tankstation neerzetten en operationeel houden, en de waterstof verder comprimeren tot 700 bar. De gehanteerde willingness-to-pay van €5 per kg laat hiervoor een marge bij de tankhouder. Deze WtP is in lijn met de bedragen van €4 tot €7 die genoemd worden in het rapport "Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications", FCH, juli 2017, pag. 66. Wanneer in de toekomst accijnzen geheven zouden worden over waterstof voor mobiliteit, zal de willingness-to-pay dalen.

⁵¹ De ETS-prijs komt van de Frontier Scenario's en is vermeerderd met 17€/tonCO2 om gelijk te trekken met de huidige ETS-prijzen.

Kosten

- Voor de **elektriciteitsprijzen** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie 3.1). Op met name momenten met veel (deellast) windproductie op nationaal niveau (zie module 2) is er een mogelijkheid voor de elektrolyser om een betere elektriciteitsprijs te krijgen door flexibiliteit te leveren aan de TSO ten behoeve van regel- en reservevermogen (levering van aFRR of passief regelen). De hoogte van deze premium prijs is in werkelijkheid volatiel, maar zoals beschreven in module 2 wordt een gemiddelde premium prijs meegenomen in de doorrekening. Dit vereist een risicovolle en intelligente strategie.
- **Elektrolyser:** er wordt geïnvesteerd in een Alkaline elektrolyser met een capaciteit van 20 MW. De verwachte levensduur is 20 aar. De investeringen in de elektrolyser inclusief Balance of Plant bedragen €20.8 mln. De stack wordt vervangen na 60.000 operationele uren. In de kosten voor vervanging is de jaarlijkse prijsdaling van de elektrolyser, door technologische vooruitgang, verwerkt.
- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn projectkosten opgenomen van €500k. Naast de OPEX voor de elektriciteitskosten zijn de belangrijkste posten O&M (2% van initiële investering in elektrolyser) en transportkosten elektriciteit⁵².
- **Transportkosten van waterstof:** De waterstof wordt door middel van een pijpleiding van 4 kilometer naar de klant getransporteerd. Hiervoor zijn investeringskosten van €2.8 mln. nodig, gebaseerd op de inschatting van Module 2⁵³. Ook wordt een compressor aangeschaft die de waterstof comprimeert tot 60 bar, vanuit module 1 zijn de kosten voor deze compressor geschat op €1 mln. Voor de pijpleiding hanteren we een afschrijvingstermijn van 50 jaar, voor de compressor 20 jaar. De onderhoudskosten van de pijpleiding zijn ingeschat op €20.000 per jaar. Inclusief energiekosten voor de compressor worden de kosten voor transport dan €0.09 per kg waterstof. Deze kosten worden als OPEX meegenomen in de businesscase.
- **CAPEX en OPEX overig:** naast de CAPEX voor de elektrolyser zijn projectkosten opgenomen van €0.1 mln. Daarnaast worden kosten voor realisatie van de netwerkaansluiting²⁶ meegenomen. Daarnaast zijn er operationele kosten voor O&M (2% van initiële investering in elektrolyser) en transportkosten elektriciteit⁵⁴.

Overig

- **Productieprofiel:** Er wordt waterstof geproduceerd op momenten waarop de inkomsten, op basis van de *willingness-to-pay* prijs, hoger zijn dan de marginale operationele kosten inclusief die voor opslag en transport. Op het moment dat

⁵² Volgens tarievenblad Enexis. Aansluitkosten worden als sunk beschouwd (private net wordt o.a. ook gebruikt voor chloorfabriek). Transportkosten berekend op basis van capaciteit van 20 MW en daadwerkelijk gebruik.

⁵³ Inschatting investering in een kilometer waterstofleiding: 0,3 – 1,0 mln.

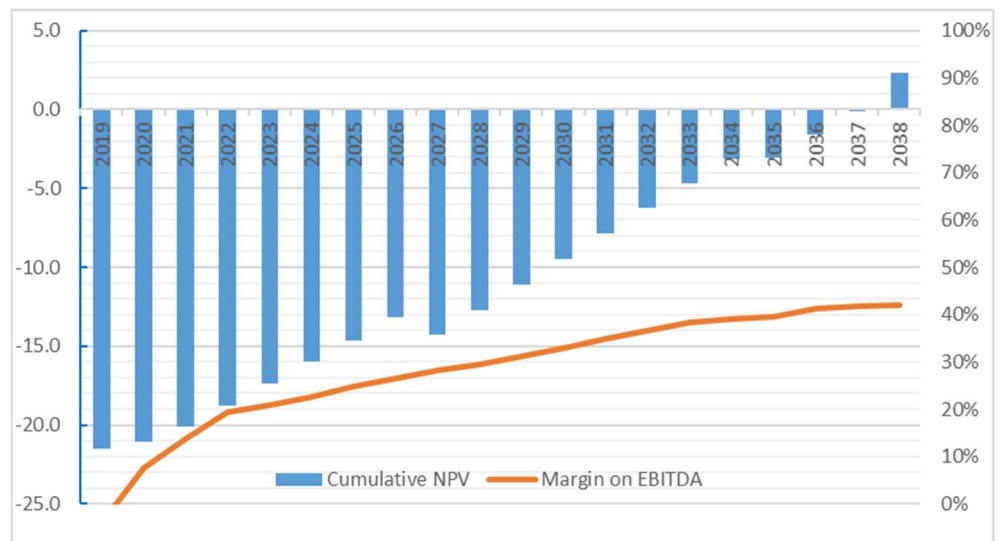
⁵⁴ Volgens tarievenblad Enexis.

de marginale operationele kosten hoger zijn dan de inkomsten, wordt de productie teruggebracht tot een belasting van 10%⁵⁵.

- Voor de **financiële parameters** worden dezelfde aannames gehanteerd als in de basis-businesscase (zie 3.1).

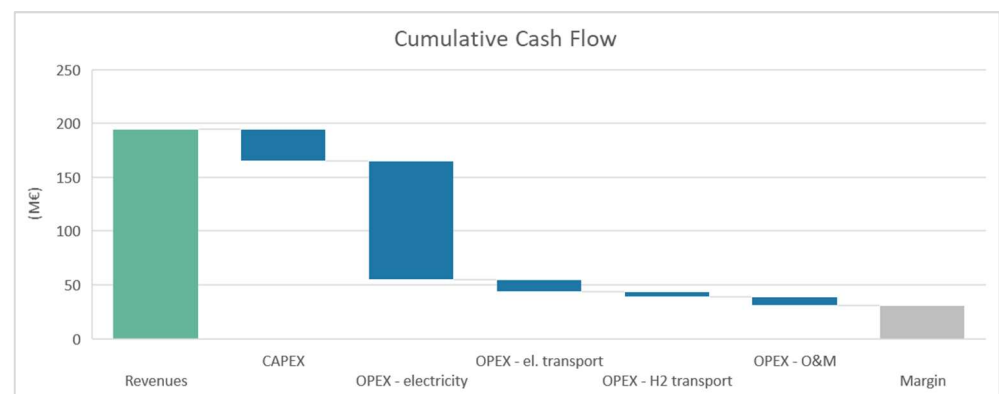
5.4.2 Overzicht van resultaten

In Figuur 40 is de netto contante waarde van de businesscase weergegeven. Na een looptijd van 20 jaar is de NPV €2.3 mln, en dus positief. Dit wordt veroorzaakt door gegarandeerde afname in de buurt van de elektrolyser, waardoor voldoende draaiuren worden gerealiseerd (Figuur 40).



Figuur 40 Netto contante waarde van de cumulatieve cashflow en marge van de case "Industriële Waterstof".

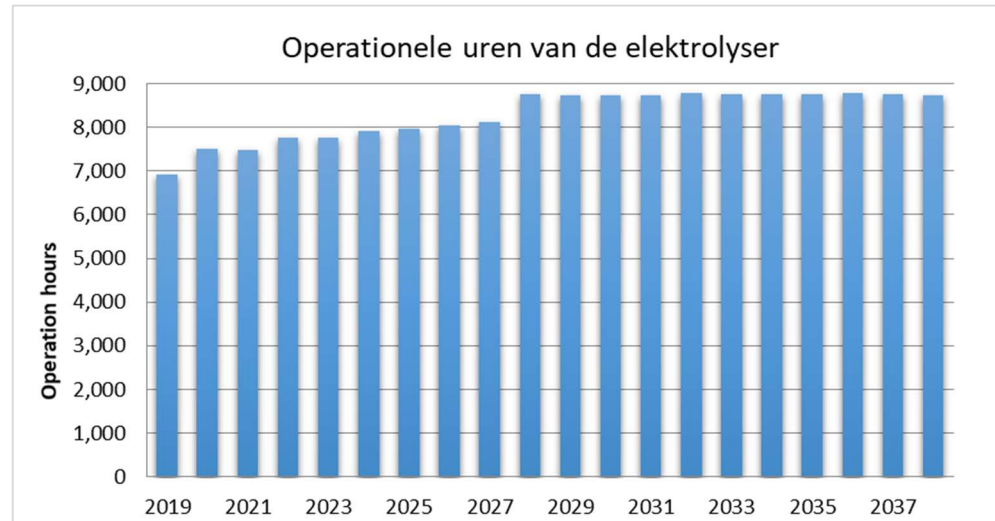
In Figuur 41 wordt de cumulatieve cashflow over de volledige looptijd weergegeven. De marge is positief, en groot genoeg om een WACC van 8% te realiseren. De IRR (Internal Rate of Return) bedraagt 9%.



Figuur 41 Cumulatieve cashflow voor de use case "Industriële waterstof".

⁵⁵ Om technische redenen heeft het de voorkeur om de elektrolyser niet helemaal uit te schakelen.

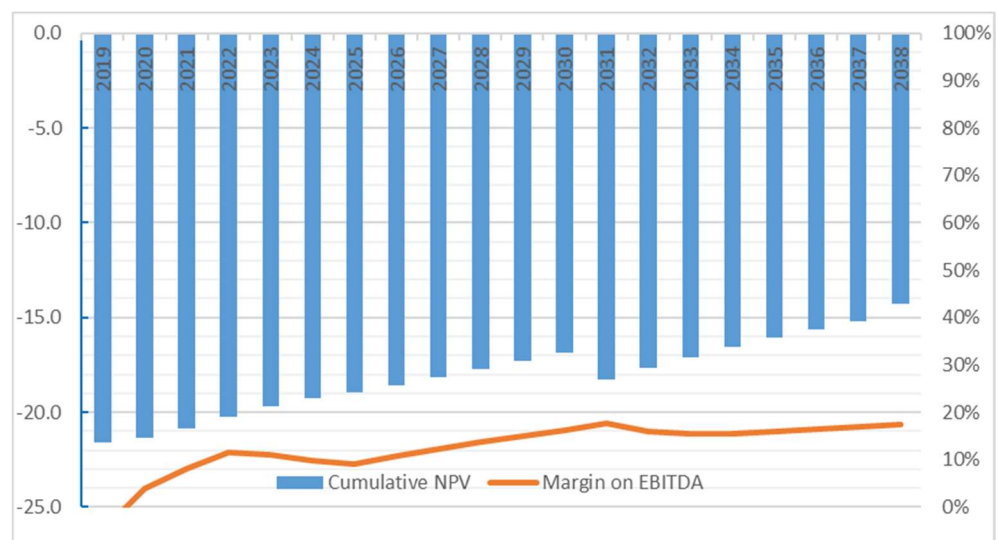
De plant produceert in 2018 ongeveer 7.000 operationele uren per jaar, dit neemt toe tot maximale capaciteit in 2028, zie Figuur 42. De toename in operationele uren komt doordat het verschil tussen elektriciteits- en gasprijzen gunstiger wordt voor de elektrolyser. In 2027 wordt de stack van de elektrolyser vervangen, waardoor de efficiëntie beter wordt en er dus een sprong in operationele uren zichtbaar is.



Figuur 42 Operationele uren per jaar voor de use case "Industriële waterstof".

5.4.3 Gevoeligheidsanalyse

De businesscase is zeer gevoelig voor de elektriciteitsprijzen. Het Frontier base case scenario heeft hogere prijzen dan het TNO-prijsscenario, zie Figuur 23. Als we uitgaan van het Frontier scenario daalt de NPV met €16,6 mln naar -€14,3 mln, zoals te zien in Figuur 43. Net zoals in de basis-businesscase zullen de draaiuren sterk afnemen, zie Figuur 25.



Figuur 43 Netto contante waarde van de cumulatieve cashflow voor de use case "Industriële Waterstof" als wordt uitgegaan van het Frontier scenario.

Naast de elektriciteitsprijzen is de businesscase ook gevoelig voor de Willingness-to-pay. Wanneer de willingness-to-pay voor mobiliteit daalt van €5 naar €4 per kg,

daalt de NPV met €1,4 mln. Wanneer de Willingness-to-pay voor mobiliteit stijgt van €5 naar €7 per kg, stijgt de NPV met € 2,7 mln.

De opbrengst van de option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt €0,9 mln. Het is onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden.

De elektrolyser wordt volledig belast en draait daardoor ook als er geen duurzame energie wordt opgewekt. Wanneer in de businesscase voor industriële waterstof slechts geproduceerd wordt tijdens de 3000 uren per jaar met de laagste elektriciteitsprijzen (~winduren), dan daalt de NPV van €2,3 mln naar - €12,9 mln.

5.4.4 Mogelijkheden voor verbetering van de businesscase

In deze case wordt er geen verzwaring in het elektriciteitsnet voorkomen. Daardoor gaan we ervan uit dat de netbeheerder geen incentives kan en wil bieden voor het plaatsen van de elektrolyser.

De energieproducent kan de businesscase subsidiëren door een floor price af te spreken: een **floor price** van €20 met een korting van €2 levert in de NPV €2,5 mln op. Ook de overheid kan door subsidiëring de businesscase verbeteren. Een **subsidie op de elektriciteitsprijs** van €5 per MWh verbetert de businesscase met € 7,6 mln.

5.5 Overzicht van resultaten

In Tabel 5 wordt een overzicht gegeven van de aannames en resultaten per use case. De case "PV-panelen in agrarisch gebied" en de case "Grootschalig zonnepark" zijn negatief. De cases "Energiehub bedrijventerrein" en "Industriële waterstof zijn positief". Uit deze tabel is het zichtbaar dat de businesscase voor het produceren van waterstof uit elektriciteit sterk afhangt van de lokale situatie, en met name van de transportkosten en de vraag naar waterstof. Ook de willingness-to-pay speelt een belangrijke rol. Verder valt op dat juist de twee cases waar een verzwaringprobleem speelt, negatief zijn. Juist op de plaatsen met veel lokale marktpotentie (bijvoorbeeld op bedrijventerreinen of industriegebieden) is vaak al een ruim gedimensioneerd elektriciteitsnet aanwezig, waardoor netverzwaring niet nodig is. Op plaatsen waar wel een netverzwaring voorkomen zou kunnen worden, is de lokale marktpotentie voor waterstof waarschijnlijk vaak beperkt, waardoor de businesscases voor waterstofproductie moeilijk sluiten.

Tabel 5 Overzicht van aannames en resultaten voor de verschillende use cases.

	Case 1 PV-panelen in agrarisches gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijventerrein	Case 4 Industriële waterstof
H ₂ -vraag	Tankstation T1 164 ton/jaar Tankstation T2 52 ton/jaar Overschotten naar H ₂ leveranciers	Industrieel ∞ Tankstation T1 164 ton/jaar Tankstation T2 52 ton/jaar	Tankstation T1 179 ton/jaar Overschotten naar H ₂ leveranciers	Industrieel ∞ Tankstation T1 164 ton/jaar
Prijs H ₂	€5 per kg voor mobiliteit	Industrieel + ETS voor industrie	€5 per kg voor mobiliteit	Industrieel + ETS voor industrie

		€5 per kg voor mobiliteit		€5 per kg voor mobiliteit
Elektrolyser	PEM 0.5 MW €0.8 mln Projectkosten €0.1 mln	PEM 25 MW €21.5 mln Projectkosten €0.3 mln	PEM 1.25 MW €1.6 mln Projectkosten €0.2 mln	Alkaline 20 MW €20.8 mln Projectkosten €0.5 mln
H ₂ transport	Tube trailers	Tube trailers (Pijpleiding 20 km)	Pijpleiding 1 km	Pijpleiding 4 km
WACC	10%	10%	10%	8%
Netwerk-aansluiting	Op zelfde kabel als PV-opwekkers	Op zelfde MS-station als zonnepark	Op zelfde HS/MS-station als zonneparken	Op privaat net, dat is aangesloten op TenneT
NPV	- €0.25 mln	- €12.1 mln	€1.4 mln	€2.3 mln
IRR	6%	5%	20%	9%

Voor de case “Grootschalig zonnepark” is het mogelijk om de businesscase te verbeteren door de elektrolyser achter de meter van het zonnepark te plaatsen en/of door een pijpleiding aan te leggen voor waterstoftransport, in plaats van tube trailers. Voor de overige cases zijn deze verbeteringen niet mogelijk. In Tabel 6 is de impact van deze maatregelen op de case weergegeven. Het combineren van beide maatregelen betekent dat de NPV van de case “Grootschalig zonnepark” positief wordt.

Tabel 6 Mogelijkheden om de businesscase te verbeteren

	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijventerrein	Case 4 Industriële waterstof
Impact op NPV: Achter de meter	N.V.T.	NPV stijgt €6.1 mln, nieuwe NPV: - €6 mln	N.V.T.	N.V.T.
Impact op NPV: Pijpleiding in plaats van tube trailers	N.V.T.	NPV stijgt €9.2 mln, nieuwe NPV: - €2.9 mln	N.V.T.	N.V.T.

Voor alle cases is het mogelijk om de businesscase te verbeteren door middel van incentives. De netbeheerder kan incentives aanbieden als er ruimte is door het voorkomen van verzwaring, dit is het geval bij de case “PV-panelen in agrarisch gebied” en de case “Grootschalig zonnepark”. Daarnaast kunnen afspraken gemaakt worden met de energieleverancier over floor pricing, deze incentive is van toepassing op de cases “Grootschalig zonnepark” en “Industriële waterstof”. Voor de cases met een negatieve businesscase kan gedacht worden aan een

subsiëring van de onrendabele top door de overheid en voor alle cases kan subsidiëring van de elektriciteitsprijs een incentive zijn. In Tabel 7 is de impact van alle incentives zichtbaar gemaakt.

Tabel 7 Impact van incentives op de businesscase

	Case 1 PV-panelen in agrarisches gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijven- terrein	Case 4 Industriële waterstof
Maximale ruimte netbeheerder	€0,5 mln	€7 mln	€ 0	€ 0
Impact op NPV: Maximale Incentive netbeheerder	NPV stijgt €0.21 mln, nieuwe NPV: - €0.04 mln	NPV stijgt €6,4 mln, nieuwe NPV: - €5.7 mln	N.V.T., geen ruimte netbeheerder	N.V.T. geen ruimte netbeheerder
Impact op NPV: WACC van 10% naar 8% door afnamegarantie	NPV stijgt €0.14 mln, nieuwe NPV: - €0.11 mln	NPV stijgt €3.9 mln, nieuwe NPV: - €8.2 mln	N.V.T., geen ruimte netbeheerder	N.V.T. geen ruimte netbeheerder
Impact op NPV: Floor pricing met hedge €20 en korting €2	N.V.T., te kleine elektrolyser	NPV stijgt €2.9 mln, nieuwe NPV: - €9.2 mln	N.V.T., te kleine elektrolyser	NPV stijgt €2.5 mln, nieuwe NPV: €4.8 mln
Impact op NPV: Subsidie onrendabele CAPEX	Subsidie: €0.27 mln. NPV stijgt €0.25 mln, nieuwe NPV: €0	Subsidie: €13 mln. NPV stijgt €12,1 mln, nieuwe NPV: €0	N.V.T., de businesscase is positief	N.V.T., de businesscase is positief
Impact op NPV: Subsidie van €5 op de electriciteitsprijs	NPV stijgt €0.15 mln, nieuwe NPV: €0,1 mln.	NPV stijgt €8,3 mln, nieuwe NPV: €3,8 mln	NPV stijgt €0.3 mln, nieuwe NPV: €1.7 mln	NPV stijgt €7.6 mln, nieuwe NPV: €9.9 mln.

Door middel van verbeteringen in de businesscase en incentives is het in alle cases mogelijk om een positieve businesscase te realiseren voor de waterstofproducent. Men moet er hierbij wel rekening mee houden dat door het geven van incentives een deel van de kosten van de waterstofproducent wordt overgedragen naar een andere partij, zoals de netbeheerder of overheid. Bij floor pricing kunnen beide partijen voordeel behalen, omdat de energieleverancier extra zekerheid krijgt over de afname van elektriciteit.

Uit de analyse van de use cases blijkt dat zowel de businesscase voor het produceren van waterstof uit elektriciteit als de mogelijkheid tot het bieden van incentives hangt sterk af van de lokale situatie. De businesscase hangt, naast de elektriciteitsprijs, af van de vraag naar waterstof en de mogelijkheden voor het transport van waterstof. Voor de netbeheerder is het enkel interessant om incentives te bieden als een investering in het netwerk voor langere tijd wordt voorkomen en het instellen van floor pricing hangt af van de grootte van de elektrolyser.

6 Mogelijkheden voor vergroening

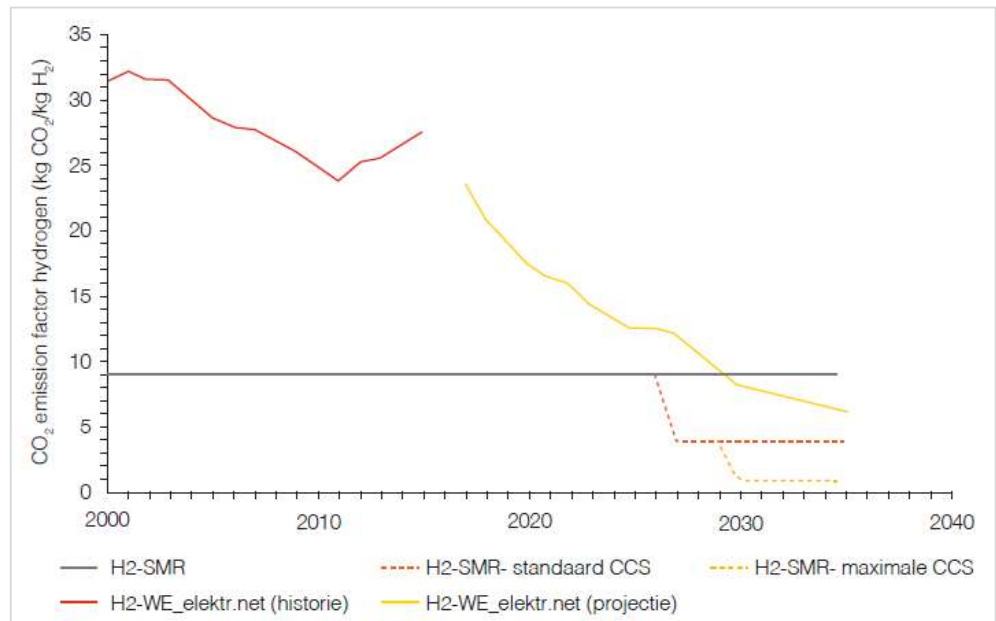
Kijken we naar de toekomst, zal de mate waarin de geproduceerde waterstof groen is met de jaren toenemen en meer bijdragen aan verduurzaming van de maatschappij. Productie van grijze waterstof is (op dit moment) goedkoper dan de productie van groene waterstof en dit kan helpen om productie van elektrolyse op gang te krijgen. Wel is de maatschappelijke ambitie en de ambitie van de verschillende stakeholders om naar duurzame, groene waterstofproductie over te gaan. Figuur 44 toont de verschillende mogelijkheden voor “vergroening” (reductie van CO₂-emissies) van de waterstofproductie. De vier mogelijkheden worden vervolgens besproken in paragraaf 6.1 tot en met 6.4.



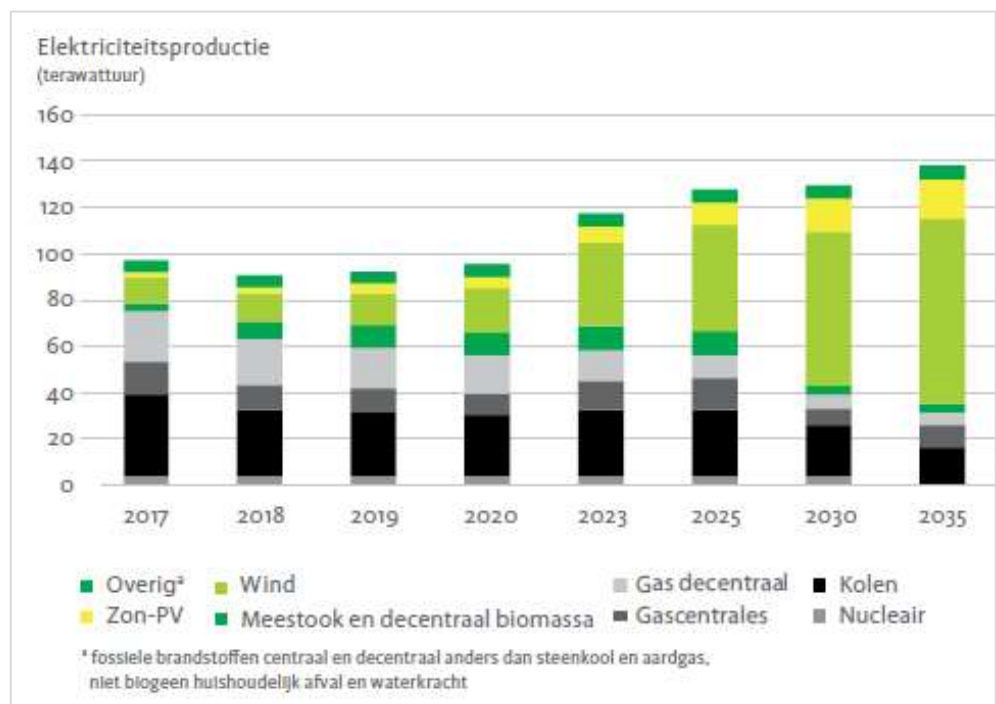
Figuur 44 Verschillende mogelijkheden voor “vergroening” van waterstofproductie uit elektrolyse.

6.1 Energie van het netwerk zonder GvO's

In de businesscases is gerekend met energie van het netwerk, zonder Garanties van Oorsprong (GvO's). De gebruikte elektriciteit veroorzaakt dan meer CO₂-emissies dan waterstof geproduceerd uit aardgas in een SMR-unit, zoals Figuur 45 laat zien. Wel zal de energiemix in de loop van de jaren groener worden (zie Figuur 46).



Figuur 45 Vergelijking van de CO₂-emissiefactor van waterstof geproduceerd via elektrolyse en waterstof geproduceerd via SMR van aardgas⁵⁶. Bron: Contouren van een Routekaart Waterstof, TKI Nieuw Gas, Topsector Energie, maart 2018.



Figuur 46 Ontwikkeling elektriciteitsproductie in Nederland in de periode 2017-2035. Bron: Nationale Energieverkenning 2017, ECN e.a.

⁵⁶ “Voor deze figuur is aangenomen dat het elektriciteitsverbruik voor elektrolyse geleidelijk afneemt van 52 kWh/kg in 2000 tot 47 kWh/kg in 2030 en daarna constant blijft. Voor de emissiefactor van elektriciteit zijn historische waarden gebruikt t/m 2015 en zijn voor 2017 t/m 2035 waarden gebruikt zoals ingeschat voor de Nationale Energieverkenning 2017 (NEV2017) op basis van

6.2 Energie van het netwerk met Garanties van Oorsprong

Door het kopen van GvO's kan groene waterstof geproduceerd worden, omdat contractueel worden vastgelegd dat de gebruikte elektriciteit daadwerkelijk duurzaam is opgewekt. Dit heeft echter wel een negatieve impact op de businesscase, zoals hieronder aangetoond.

De prijzen van GvO's variëren van €0,20/MWh voor Noorse waterkracht tot €2,50 - €10,00 per MWh voor Nederlandse wind en zon. De impact van het kopen van GvO's op de businesscases is voor elke use case berekend voor een prijs van €2,50 en €10,00 per MWh. De resultaten worden weergegeven in Tabel 8. Alle use cases, behalve de case "Energiehub bedrijventerrein", resulteren bij de inkoop van GvO's in een negatieve NPV.

Tabel 8 Impact van de inkoop van GvO's op de NPV van de use cases. Zowel de verandering van de NPV als de resulterende NPV wordt weergegeven.

Case study	Impact op NPV bij GvO-prijs van €2,50 per MWh	Impact op NPV bij GvO-prijs van €10 per MWh
1. PV-panelen in agrarisch gebied	ΔNPV - €0.07 mln NPV wordt - €0.32 mln	ΔNPV - €0.3 mln NPV wordt - €0.55 mln
2. Grootschalig zonnepark	ΔNPV - €3.6 mln NPV wordt - € 15.7mln	ΔNPV - €13.5 mln NPV wordt - € 25.6 mln
3. Energiehub op een bedrijventerrein	ΔNPV - €0.22 mln NPV wordt €1.18 mln	ΔNPV - €0.47 mln NPV wordt €0.53 mln
4. Industriële waterstof	ΔNPV - €3.3 mln NPV wordt - €1.0 mln	ΔNPV - €12.9 mln NPV wordt - €10.6 mln

In dit scenario is de additionaliteit, de mate waarin extra geïnvesteerd wordt in opwek van elektriciteit uit duurzame bronnen, beperkt, waardoor de bijdrage aan verduurzaming van de maatschappij niet zo groot is. Om additionaliteit in Nederland te bewerkstelligen, is het een voorwaarde dat er Nederlandse GvO's worden toegepast. De inkomsten uit GvO's zijn beperkt en is het de vraag of GvO's daadwerkelijk leiden tot een vergroening van de totale elektriciteitsproductie. Ook wordt er elektriciteit gebruikt voor waterstofproductie op momenten dat er geen of nauwelijks duurzame opwek plaatsvindt (een zon en wind) en blijft daarmee de opwek van elektriciteit uit fossiele bronnen op die momenten noodzakelijk.

6.3 Energie van het netwerk, PPA en alleen draaien tijdens uren wind of zon

Een waterstofproducent kan ervoor kiezen om elektriciteit direct in te kopen bij een lokale energieproducent, bijvoorbeeld bij een eigenaar van een windpark of zonnepark. Dit loopt via programmaverantwoordelijken, en wordt contractueel vastgelegd in een PPA (Power Purchase Agreement). Hierin worden prijsafspraken gemaakt, en kan bijvoorbeeld een floor pricing mechanisme (zie Figuur 30) worden toegepast. Wanneer de waterstofproducent alleen energie inkoop bij bijvoorbeeld

vastgesteld en voorgenomen beleid. De resultaten laten zien dat als er niet meer wind- en zonne-energie wordt geïmplementeerd dan voorzien in de NEV2017, het tot 2029 duurt voordat waterstof via elektrolyse tot minder CO2 leidt dan waterstof via SMR van aardgas." [Contouren van een Routekaart Waterstof, TKI Nieuw Gas, Topsector Energie, maart 2018]

een windpark, zal hij alleen produceren op momenten dat het windpark elektriciteit produceert. Dit heeft een behoorlijke impact op de businesscase.

Voor de use case “Industriële waterstof” is de impact op de NPV berekend, wanneer slechts geproduceerd wordt tijdens de 3.000 uren per jaar met de laagste elektriciteitsprijzen (er wordt vanuit gegaan dat tijdens winduren de elektriciteitsprijzen het laagst zijn en het windpark 3.000 vollasturen heeft). De NPV duikt dan diep in het rood: in plaats van een NPV van €1.0 mln wordt de NPV - €12.9 mln. Ook is globaal berekend hoe deze businesscase met productie tijdens winduren eruit over 10 jaar zou uitzien. De CAPEX ligt dan aanzienlijk lager, de efficiëntie van de elektrolyser is hoger en in het TNO-prijsscenario zijn de elektriciteitsprijzen gedaald. Uit de berekening blijkt, dat voor deze use case, onder deze aannames, dan een positieve businesscase gerealiseerd kan worden.

Door een PPA af te sluiten met bijvoorbeeld een windpark, en de productie van waterstof direct te koppelen aan de opwek van elektriciteit van dat windpark, kan niet alleen de waterstof groen geproduceerd worden door toepassing van GvO's, maar is ook sprake van toenemende additionaliteit: er is een sterkere prikkel om te investeren in duurzame opwekking van elektriciteit, wat bijdraagt aan verduurzaming van de maatschappij.

6.4 Investeren in duurzame opwekking om groene waterstof te maken of curtailment te voorkomen

Wanneer geïnvesteerd wordt in duurzame opwekking, specifiek voor de productie van groene waterstof, is sprake van 100% additionaliteit. Er wordt dan, zoals ook het geval is in paragraaf 6.3, alleen waterstof geproduceerd tijdens de (duurzame) productie van elektriciteit. Wanneer daarnaast ook GvO's worden ingekocht, is de productie van waterstof volledig groen. In paragraaf 6.3 is beschreven dat dit, onder de gedane aannames, binnen 10 economisch haalbaar wordt.

Ook wanneer alleen geproduceerd wordt op momenten dat er anders curtailment van wind of zon zou plaatsvinden, in combinatie met GvO's, is de waterstofproductie volledig groen. Deze uren zijn echter zo beperkt, dat een positieve businesscase dan niet mogelijk is. In de use case “Grootschalig zonnepark” bijvoorbeeld, zijn er 280 uren per jaar waarin congestie optreedt en curtailment zou kunnen plaatsvinden. Er moet dan geïnvesteerd worden in een elektrolyser met grote capaciteit, maar er wordt nauwelijks geproduceerd.

7 Conclusies en aanbevelingen

Op basis van de analyse in de voorgaande hoofdstukken kan een aantal conclusies worden getrokken. Deze worden besproken in paragraaf 7.1. De conclusies zijn vertaald naar aanbevelingen voor netbeheerders, die in paragraaf 7.2 aan bod komen.

7.1 Conclusies

Waterstofproductie biedt kansen voor netbeheerders om congestie te voorkomen, door de waterstofproductie lokaal in te zetten in gebieden met veel opwek. Een businessmodel, waarin zowel de belangen van de netbeheerder als de waterstofproducent en de lokale producent van duurzame energie geborgd worden, kan leiden tot een win-winsituatie. De netbeheerder kan investeringen in netverzwaring voorkomen of uitstellen door doelmatige inzet van waterstofproductie als stuurbaar vermogen. Voor de waterstofproducent kan een dergelijk businessmodel resulteren in beperking van de kosten door een korting op de aansluiting, in (beperkte) extra verdien capaciteit door het leveren van systeemdiensten, of in risicoreductie door gegarandeerde afname van waterstof. Ook de lokale energieproducent heeft belangen: door waterstofproductie achter de meter van het zonne- of windpark, kan hij besparen op aansluitkosten en in de toekomst mogelijk op transportkosten. Ook kan, wanneer een netverzwaring door waterstofproductie wordt voorkomen, tijdvertraging in de aansluiting van het zonne- of windpark beperkt worden.

Of de businesscase voor de productie van waterstof uit elektrolyse sluit, hangt sterk af van de lokale omstandigheden en van de elektriciteitsprijzen.

De businesscase voor de waterstofproducent is afhankelijk van een veelvoud aan factoren. De belangrijkste factoren die invloed hebben op de businesscase zijn:

- De ontwikkeling van elektriciteitsprijzen;
- De willingness-to-pay voor waterstof uit elektrolyse;
- De omvang van de lokale vraag naar waterstof;
- De transportkosten.

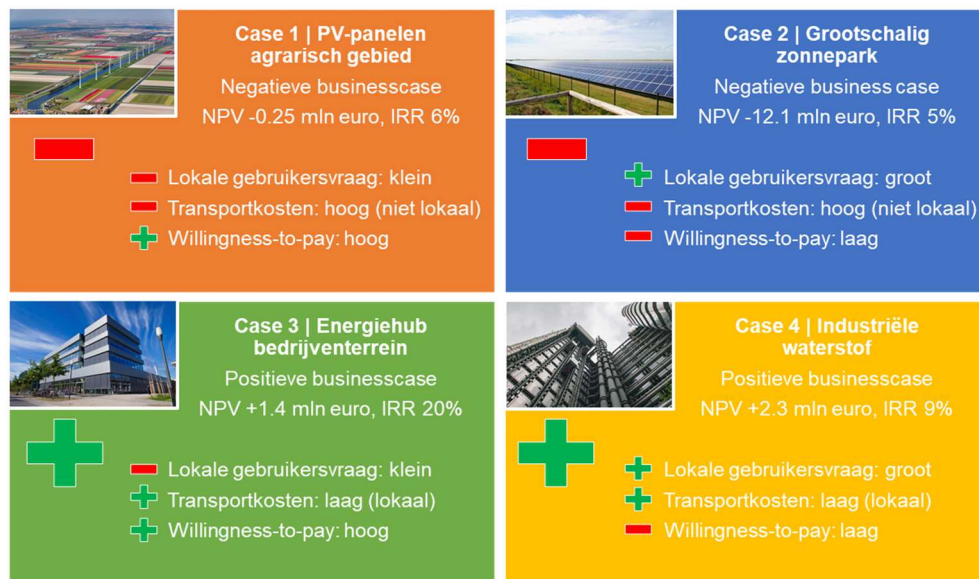
Een aantal van deze factoren is specifiek voor de lokale situatie waar waterstof geproduceerd wordt. Daarom zijn vier use cases gedefinieerd, waarin waterstofproductie uit elektrolyse kan worden ingezet voor netbeheer, die sterk verschillen van karakter. In Tabel 9 wordt een overzicht gegeven van de belangrijkste uitgangspunten en aannames voor de verschillende use cases.

Tabel 9 De belangrijkste uitgangspunten en aannames voor de verschillende use cases.

	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijventerrein	Case 4 Industriële waterstof
Belangrijkste baten	1.Verkoop waterstof aan leveranciers 2.Verkoop waterstof aan tankstation	1.Verkoop waterstof aan tankstation 2.Verkoop waterstof aan Industrie	1.Verkoop waterstof aan leveranciers 2.Verkoop waterstof aan tankstation	1.Verkoop waterstof aan tankstation 2.Verkoop waterstof aan Industrie
Belangrijkste kosten	1.Elektriciteitskosten 2.Waterstoftransport 3.Investering Elektrolyser	1.Elektriciteitskosten 2.Waterstoftransport 3.Investering Elektrolyser	1.Elektriciteitskosten 2.Aansluitkosten 3.Investering Elektrolyser	1.Elektriciteitskosten 2.Investering Elektrolyser 3.Waterstoftransport
Verkoopprijs waterstof⁵⁷	€5 per kg voor mobiliteit	Industrieel + ETS voor industrie; €5 per kg voor mobiliteit	€5 per kg voor mobiliteit	Industrieel + ETS voor industrie; €5 per kg voor mobiliteit
Elektrolyser	PEM 0.5 MW €0.8 mln Projectkosten €0.1 mln	PEM 25 MW €21.5 mln Projectkosten €0.3 mln	PEM 1.25 MW €1.6 mln Projectkosten €0.2 mln	Alkaline 20 MW €20.8 mln Projectkosten €0.5 mln
Waterstoftransport	Tube trailers	Tube trailers (Pijpleiding 20 km)	Pijpleiding 1 km	Pijpleiding 4 km
WACC	10%	10%	10%	8%
Netwerk-aansluiting	Op zelfde kabel als PV-opwekkers	Op zelfde MS-station als zonnepark	Op zelfde HS/MS-station als zonneparken	Op privaat net, dat is aangesloten op TenneT

Figuur 2 bevat de uitkomsten van de businesscase-analyse voor de vier casestudies. Hierin is zichtbaar dat de lokale gebruikersvraag, de transportkosten van waterstof en de willingness-to-pay de uitkomst van de businesscase sterk beïnvloeden.

⁵⁷ Voor mobiliteitstoepassingen hebben de onderzoekers een willingness-to-pay van 5 euro per kg verondersteld, over de volledige looptijd van de businesscase (er is gerekend met 20 jaar). Voor industrieel verbruik loopt de willingness-to-pay op met de gasprijs, en is gerekend met 2,78 euro per kg in 2019 tot 3,48 euro per kg in 2038. Zie hoofdstuk 3 voor een onderbouwing.



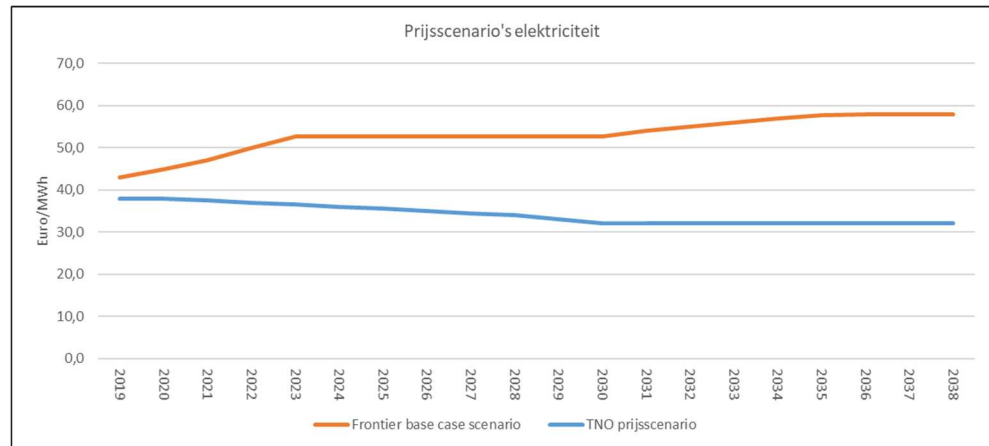
Figuur 47 De uitkomsten van de analyse, doorgerekend met het TNO-prijsscenario. De 'omvang' van de lokale gebruikersvraag, de transportkosten en de willingness-to-pay verschillen per case. Voor case 1 en 2 is de businesscase negatief, terwijl deze voor case 3 en 4 positief is.

Allereerst moet er, om een positieve businesscase te realiseren, voldoende lokale vraag naar waterstof zijn. Alleen dan kan de investering in een elektrolyser worden terugverdiend. Voldoende vraag, omdat dat schaalvoordelen mogelijk maakt, en lokale vraag omdat dat (hoge) kosten voor waterstoftransport voorkomt. Ook vormt de willingness-to-pay, de prijs die de afnemer bereid is te betalen voor de waterstof, een belangrijke factor in de businesscase. Dit verschilt per domein en toepassing, maar als de betaalbaarheid laag is komt de case niet rond. Concurrenieren met grootschalige afname van grijze waterstof uit SMR-units, waarbij de willingness-to-pay rond de €2 per kg ligt, is voorlopig niet haalbaar.

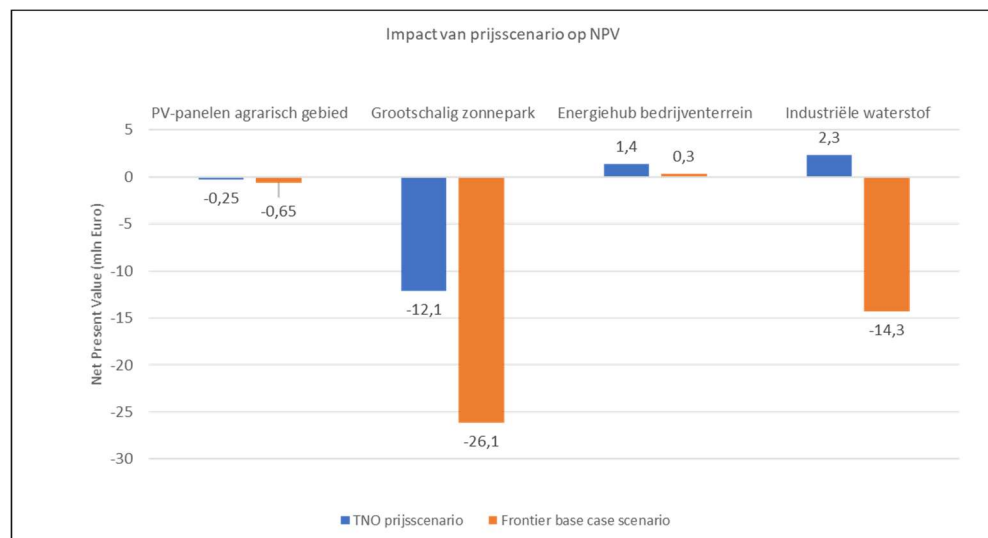
Ook de elektriciteitsprijs heeft veel invloed op de businesscase: de marginale kosten van waterstofproductie zijn vrijwel evenredig met de elektriciteitsprijs. Wanneer de elektriciteitsprijzen te hoog zijn om waterstof rendabel te kunnen produceren, zal de elektrolyser niet 'aan' staan. Met andere woorden: de elektriciteitsprijzen hebben veel impact op het aantal 'draaiuren' dat de elektrolyser maakt. Onzeker is hoe de elektriciteitsprijs zich in de toekomst zal ontwikkelen. Figuur 3 op de volgende pagina toont de twee prijsscenario's die in deze studie zijn gebruikt. In het TNO-scenario dalen de prijzen, terwijl ze in het Frontier base case scenario⁵⁸ stijgen.

In de basis zijn de cases doorgerekend met het TNO-prijsscenario. In dit scenario pakken de businesscases voor case 3 (energiehub bedrijventerrein) en case 4 (industriële waterstof) positief uit. In beide gevallen geldt dat de elektrolyser nagenoeg volcontinu draait. Wanneer de cases worden doorgerekend met het Frontier base case scenario, waarin de elektriciteitsprijzen stijgen, is alleen case 4 nog positief, zoals Figuur 49 illustreert. In dit prijsscenario worden aanzienlijk minder draaiuren gerealiseerd.

⁵⁸ Prijsscenario volgens "Frontier Economics, Scenarios for the Dutch electricity supply system", report prepared for the Dutch Ministry of Economic Affairs, September 2015.



Figuur 48 Het base case scenario van Frontier en het TNO-prijsscenario. In het Frontier base case scenario worden stijgende elektriciteitsprijzen verondersteld, terwijl TNO een daling voorziet, veroorzaakt door de toename van het aantal windparken. De knik in de grafieken bij 2030 hangt samen met de uitfasering van kolencentrales.



Figuur 49 Impact van elektriciteitsprijzen op de businesscase. In het Frontier base case scenario, met stijgende elektriciteitsprijzen worden drie van de vier cases negatief.

De netbeheerder kan de businesscase positief beïnvloeden door het bieden van 'incentives' aan de waterstofproducent, maar is daarbij wel aan juridische kaders gebonden.

Zoals hierboven beschreven, kent de businesscase voor de productie van waterstof uit elektrolyse nog veel onzekerheden. Wanneer de inzet van waterstof een dure netverzwaring helpt voorkomen, zou de netbeheerder de businesscase positief kunnen proberen te beïnvloeden. Zo kan de waterstofproducent wellicht verleid worden om zich te vestigen op locaties die vanuit netbeheerperspectief gunstig zijn, waardoor een win-winsituatie kan ontstaan.

De netbeheerder zou bijvoorbeeld flexibiliteit kunnen afnemen, korting kunnen geven op de aansluit- en transportkosten, of een afnamegarantie voor de waterstof kunnen afgeven. De ruimte die de netbeheerder heeft om iets te doen, hangt af van

de kosten van de netverzwaring die voorkomen wordt. Dat verschilt uiteraard van geval tot geval. De genoemde incentives passen op dit moment echter nog niet in bestaande wet- en regelgeving.

In Tabel 10 is te zien dat inzet van incentives vanuit de netbeheerder in de use cases waar een verzwarringsprobleem speelt, onvoldoende zijn om de businesscase positief te maken. Juist op de plaatsen met veel lokale marktpotentie (bijvoorbeeld op bedrijventerreinen of industriegebieden) is echter vaak al een ruim gedimensioneerd elektriciteitsnet aanwezig, waardoor netverzwaring niet nodig is (zoals in case 3 en 4). Op plaatsen waar wel een netverzwaring voorkomen zou kunnen worden (zoals in case 1 en 2), is de lokale marktpotentie voor waterstof waarschijnlijk vaak beperkt, waardoor de businesscases voor waterstofproductie moeilijk sluiten – zelfs wanneer de netbeheerder incentives kan en wil bieden.

Naast de incentives vanuit de netbeheerder kunnen subsidies vanuit de overheid belangrijkste drivers vormen om de businesscase te verbeteren, door middel van subsidie op de CAPEX van de elektrolyser of subsidie op de elektriciteitsprijs. Ook met de lokale energieleverancier kunnen prijsafspraken worden gemaakt, bijvoorbeeld volgens een floor pricing mechanisme.

Tabel 10 Overzicht van de impact van incentives op de NPV voor de verschillende use cases.

	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijven-terrein	Case 4 Industriële waterstof
NPV	- €0.25 mln	- €12.1 mln	€1.4 mln	€2.3 mln
IRR	6%	5%	20%	9%
Voorkomen verzwaring	€ 0.5 mln	€ 7 mln	€ 0	€ 0
Impact incentives netbeheer	Δ NPV €0.21 mln; NPV wordt - €0.04 mln	ΔNPV €6,4 mln; NPV wordt - €5.7 mln	n.v.t., geen ruimte netbeheerder	n.v.t., geen ruimte netbeheerder
Belangrijkste incentives	1. Subsidie CAPEX 2. Incentives netbeheer 3. Subsidie electriciteits- kosten	1. Subsidie CAPEX 2. Subsidie electriciteits- kosten 3. Incentives netbeheer	1. Subsidie electriciteits- kosten	1. Subsidie electriciteits- kosten 2. Floor pricing

De businesscase voor de inzet van waterstof uit elektrolyse wordt richting toekomst waarschijnlijk aantrekkelijker – en groener.

Kijken we naar de toekomst, dan zal het aantal situaties waarin de inzet van elektrolyse ten behoeve van netbeheer zinvol en economisch haalbaar is zeer waarschijnlijk toenemen. Zo zullen er vaker situaties optreden waarin netverzwaring nodig is, dankzij de groei van gedistribueerde opwek van elektriciteit uit duurzame

bronnen. Bovendien zal de vraag naar waterstof vermoedelijk stijgen⁵⁹, waardoor het op meer plekken aantrekkelijk wordt om waterstof te gaan produceren. Ook andere ontwikkelingen zullen de businesscase positief beïnvloeden: de verwachte kostendaling van elektrolyzers, een mogelijke daling van elektriciteitsprijzen, in combinatie met een toenemende volatiliteit van deze prijzen, en de verwachte toename van het aantal waterstof-transportnetwerken, zoals mogelijk het aardgasnet.

Daarnaast zal de mate waarin de geproduceerde waterstof groen is toenemen met de jaren en meer bijdragen aan verduurzaming van de maatschappij. Waterstof uit elektrolyse wordt groen door toepassing van Garanties van Oorsprong (GvO's)⁶⁰.

Tabel 11 Door toepassing van GvO's kan groene waterstof geproduceerd worden. Dit heeft echter wel impact van op de resultaten van de businesscases.

Case study	Impact op NPV bij GvO-prijs van €2,50 per MWh	Impact op NPV bij GvO-prijs van €10 per MWh
1. PV-panelen in agrarisch gebied	ΔNPV - €0.07 mln NPV wordt - €0.32 mln	ΔNPV - €0.3 mln NPV wordt - €0.55 mln
2. Grootschalig zonnepark	ΔNPV - €3.6 mln NPV wordt - € 15.7mln	ΔNPV - €13.5 mln NPV wordt - € 25.6 mln
3. Energiehub op een bedrijventerrein	ΔNPV - €0.22 mln NPV wordt €1.18 mln	ΔNPV - €0.47 mln NPV wordt €0.53 mln
4. Industriële waterstof	ΔNPV - €3.3 mln NPV wordt - €1.0 mln	ΔNPV - €12.9 mln NPV wordt - €10.6 mln

Groene waterstofproductie kan bovendien steeds meer bijdragen aan verduurzaming van de maatschappij door toenemende additionaliteit (de mate waarin extra geïnvesteerd wordt in opwek van elektriciteit uit duurzame bronnen). In de toekomst kan er waarschijnlijk zelfs een positieve businesscase gerealiseerd worden door de waterstofproductie direct te koppelen aan duurzame, lokale opwek – mits de elektriciteitsprijzen en de kosten van de gebruikte elektrolyzers voldoende dalen. Hoe snel dit binnen bereik komt, is uiteraard afhankelijk van een aantal onzekere factoren, zoals de prijsontwikkeling van elektriciteit en van elektrolyzers, en van de snelheid waarmee de energietransitie vorm krijgt. Maar als het zover is, dan wordt het economisch daadwerkelijk haalbaar om groene waterstofproductie uit lokaal opgewekte, duurzame energie in te zetten voor maatschappelijk verantwoord netbeheer!

7.2 Aanbevelingen

Uit deze studie blijkt dat op korte termijn waterstofproductie uit elektrolyse slechts in uitzonderlijke situaties haalbaar is. Daarom is het voor netbeheerders verstandig om voorlopig een beleid van 'strategisch opportunisme' te volgen, waarin per situatie wordt beoordeeld of de productie van waterstof via elektrolyse al een

⁵⁹ Zie bijvoorbeeld de Routekaart Waterstof van de Topsector Energie.

⁶⁰ In deze studie is in de basis gerekend met energie van het netwerk, zonder GvO's. De gebruikte elektriciteit veroorzaakt dan meer CO₂-emissies dan waterstof geproduceerd uit aardgas. Door het kopen van GvO's kan groene waterstof geproduceerd worden, omdat dan contractueel is vastgelegd dat de gebruikte elektriciteit daadwerkelijk duurzaam is opgewekt. Dit heeft echter wel een negatieve impact op de businesscase, zoals in hoofdstuk 6 uitgewerkt.

aantrekkelijke optie kan zijn in relatie tot verantwoord netbeheer. Wanneer dat het geval is, is het belangrijk om snel en adequaat in te spelen op kansen die zich voordoen. In een vroege fase van besluitvorming is de kans immers het grootst, dat de netbeheerder de vestigingslocatie van de waterstofproducent kan beïnvloeden. De netbeheerder kan zich daarop voorbereiden, door mogelijk interessante locaties in een zo vroeg mogelijk stadium te identificeren. Verwachte verzwaringsproblemen vormen daarbij een belangrijk afwegingscriterium.

Op grond van die analyse kan de netbeheerder vroegtijdig bepalen bij welke nieuwe initiatieven waterstof mogelijk een rol kan spelen, zodat gericht onderzocht kan worden of er een win-winsituatie met potentiële waterstofproducenten kan ontstaan. Voor de waterstofproducent zijn de elektriciteitsprijs, de lokale vraag naar waterstof en de willingness-to-pay van de beoogde afnemers, alsmede de transportmogelijkheden voor waterstof en het prijsniveau van de elektrolyser belangrijke afwegingscriteria in het bepalen van zijn vestigingsplaats. Mogelijk kunnen incentives ingezet worden om de businesscase voor waterstofproductie positief te beïnvloeden; het is daarom verstandig om eventuele beperkingen die daarbij vanuit de wet- en regelgeving gelden alvast zoveel mogelijk op voorhand scherp te hebben en – waar mogelijk – af te vangen.

Ook de lokale producent van duurzame elektriciteit kan belang hebben bij waterstofproductie op 'zijn' locatie. Wanneer achter de meter van een zonnepark of windpark waterstof geproduceerd wordt, kan dat de omvang van de aansluiting op het netwerk beperken en dus kosten besparen voor zowel de lokale energieproducent als de waterstofproducent. In de toekomst gaan er mogelijk ook transportkosten gelden voor lokale energieproducenten. In dat geval kunnen ook daar kosten bespaard worden, door de waterstofproducent achter de meter van het zonne- of windpark aan te sluiten. Wanneer door waterstofproductie een (tijdrovende) netverzwaring voorkomen kan worden, kan dit mogelijk vertraging in de aansluiting op het elektriciteitsnet voorkomen. De netbeheerder doet er daarom goed aan, om in situaties waarin dat opportuun is, de mogelijkheden van lokale waterstofproductie ook met de lokale energieproducent te bespreken.

Zodra (groene) waterstofproductie maatschappelijk een vlucht neemt, past een strategie waarin waterstofproductie als flexibiliteitsoptie een van de structurele uitvoeringsmogelijkheden voor 'verzwaren tenzij' vormt. In die strategie zouden (groene) waterstofproducenten een vaste plek kunnen krijgen als aanbieders van flexibiliteitsdiensten in het regionale netwerk.