



23/11/2018

TNO, DNV GL

## Waterstof uit elektrolyse voor maatschappelijk verantwoord netbeheer

Resultaten van een door TNO en DNV.GL voor Enpuls uitgevoerd onderzoek



# Inhoudsopgave

## Waterstof uit elektrolyse voor maatschappelijk verantwoord netbeheer

1. Aanleiding en doel van het onderzoek
2. Beschrijving van de vier case studies
3. Resultaten en conclusies
4. Aanbevelingen aan netbeheerders
5. Aanbevelingen aan marktpartijen en overheid

### Bijlagen:

- A. Opzet van het onderzoek
- B. Overzicht productiemethoden voor groene waterstof
- C. Overzicht kosten waterstofproductie en effect van elektriciteitsprijs
- D. Overzicht marktpotentie (groene) waterstofproductie
- E. Uitwerking van de businesscase voor de vier case studies

# 1. Aanleiding en doel van het onderzoek

Kan waterstof uit elektrolyse bijdragen aan verantwoord netbeheer?

## Centrale vraagstelling

- Enpuls heeft als doel de energietransitie te versnellen. Daarbij kan het inzetten van waterstof uit elektrolyse mogelijk een rol spelen: kan dit het verzwaringsproblemen in energieproducerende gebieden helpen oplossen?

## Doelstelling van het onderzoek

- Verschaffen van inzicht in mogelijke businessmodellen waarin waterstofproductie uit elektrolyse maatschappelijk verantwoord netbeheer mogelijk maakt, en in de mogelijkheden die netbeheerders hebben om dit te stimuleren.

## Deze presentatie

- Deze presentatie beschrijft de resultaten van het onderzoek, op hoofdlijnen. Voor een gedetailleerde onderbouwing wordt verwezen naar het onderzoeksrapport zelf, dat beschikbaar is via Enpuls, TNO en DNV.GL.

## 2. Vier case studies, ontleend aan de praktijk

Het onderzoek is opgezet rondom vier case studies, die samen een representatief beeld geven van de haalbaarheid van het inzetten van waterstof uit elektrolyse voor netbeheer:

1. PV-panelen agrarisch gebied
2. Grootschalig zonnepark
3. Energiehub bedrijventerrein
4. Industriële waterstof



## Case 1 | PV-panelen agrarisch gebied



De toepassing van PV-panelen door een groep agrariërs, in agrarisch gebied.

### **Kenmerken:**

- Verzwakingsprobleem in laagspanningsnet, ter grootte van 0.5 MW
- Inzet van een PEM Elektrolyser van 0.5 MW
- Levering van waterstof aan tankstations, transport d.m.v. tube trailers



## Case 2 | Grootschalig zonnepark

De aanleg en exploitatie van een grootschalig zonnepark.

### Kenmerken:

- Verzwakingsprobleem in middenspanningsnet, ter grootte van 25 MW
- Inzet van een PEM Elektrolyser van 25 MW
- Levering van waterstof aan de industrie en aan tankstations, transport d.m.v. tube trailers

## Case 3 | Energiehuis bedrijventerrein



De ontwikkeling van een energiehuis op een bedrijventerrein.

### **Kenmerken:**

- Nog geen verzwaringsprobleem
- Inzet van een PEM Elektrolyser van 1,25 MW
- Levering van waterstof aan een lokaal tankstation, transport via een pijpleiding



## Case 4 | Industriële waterstof

De productie van waterstof ten behoeve van de industrie.

### Kenmerken:

- Nog geen verzwaringsprobleem
- Inzet van een Alkaline Elektrolyser van 20 MW
- Levering van waterstof aan de industrie en een lokaal tankstation, transport via een pijpleiding



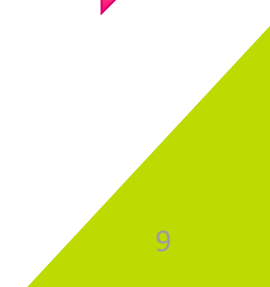
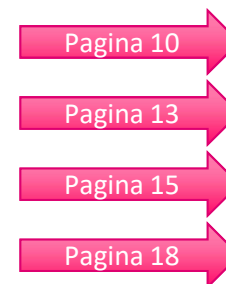


### 3. Resultaten en conclusies

**Hoofdconclusie:** De case studies tonen aan dat de inzet van elektrolyse voor verantwoord netbeheer op dit moment alleen in uitzonderlijke situaties haalbaar is.

Daarbij geldt dat:

- A. De omstandigheden bepalen of de businesscase sluit;
- B. Inzet van elektrolyse netverzwaring soms kan voorkomen;
- C. De netbeheerder de businesscase positief kan beïnvloeden;
- D. De inzet van waterstof richting toekomst aantrekkelijker en groener wordt.



## A. Er moet aan enkele voorwaarden zijn voldaan, wil de businesscase kunnen sluiten

- Er moet (lokaal) voldoende marktpotentie zijn voor de geproduceerde waterstof. 
  - Is er een lokale **gebruikersvraag** naar waterstof, die groot genoeg is om de kosten te dekken?
  - Dat het een lokale vraag is, is van belang, omdat het de **transportkosten** laag houdt.
  - Zijn afnemers bereid (extra) te betalen voor (groene) waterstof, is er voldoende **willingness-to-pay**?
- De elektriciteitsprijzen moeten laag genoeg zijn. 
  - In alle vier case studies sluit de businesscase alleen wanneer de elektrolyser (bijna) volcontinu produceert.
  - Daartoe wordt elektriciteit aan het net onttrokken zodra er lokaal geen duurzame energie opgewekt wordt.
  - De marginale kosten van waterstofproductie zijn vrijwel evenredig met de elektriciteitsprijs.
  - De ontwikkeling van elektriciteitsprijzen in de toekomst is onzeker en vormt daarmee een risico voor de waterstofproducent.

# Er moet (lokaal) voldoende marktpotentie zijn voor de geproduceerde waterstof



## PV-panelen agrarisch gebied

Negatieve businesscase  
NPV -0.25 mln euro, IRR 6%

### Case 1



- Lokale gebruikersvraag: klein
- Transportkosten: hoog (niet lokaal)
- Willingness-to-Pay: hoog



## Grootschalig zonnepark

Negatieve business case  
NPV -12.1 mln euro, IRR 5%

### Case 2



- Lokale gebruikersvraag: groot
- Transportkosten: hoog (niet lokaal)
- Willingness-to-Pay: laag



## Energiehub bedrijventerrein

Positieve businesscase  
NPV +1.4 mln euro, IRR 20%

### Case 3



- Lokale gebruikersvraag: klein
- Transportkosten: laag (lokaal)
- Willingness-to-Pay: hoog



## Industriële waterstof

Positieve businesscase  
NPV +2.3 mln euro, IRR 9%

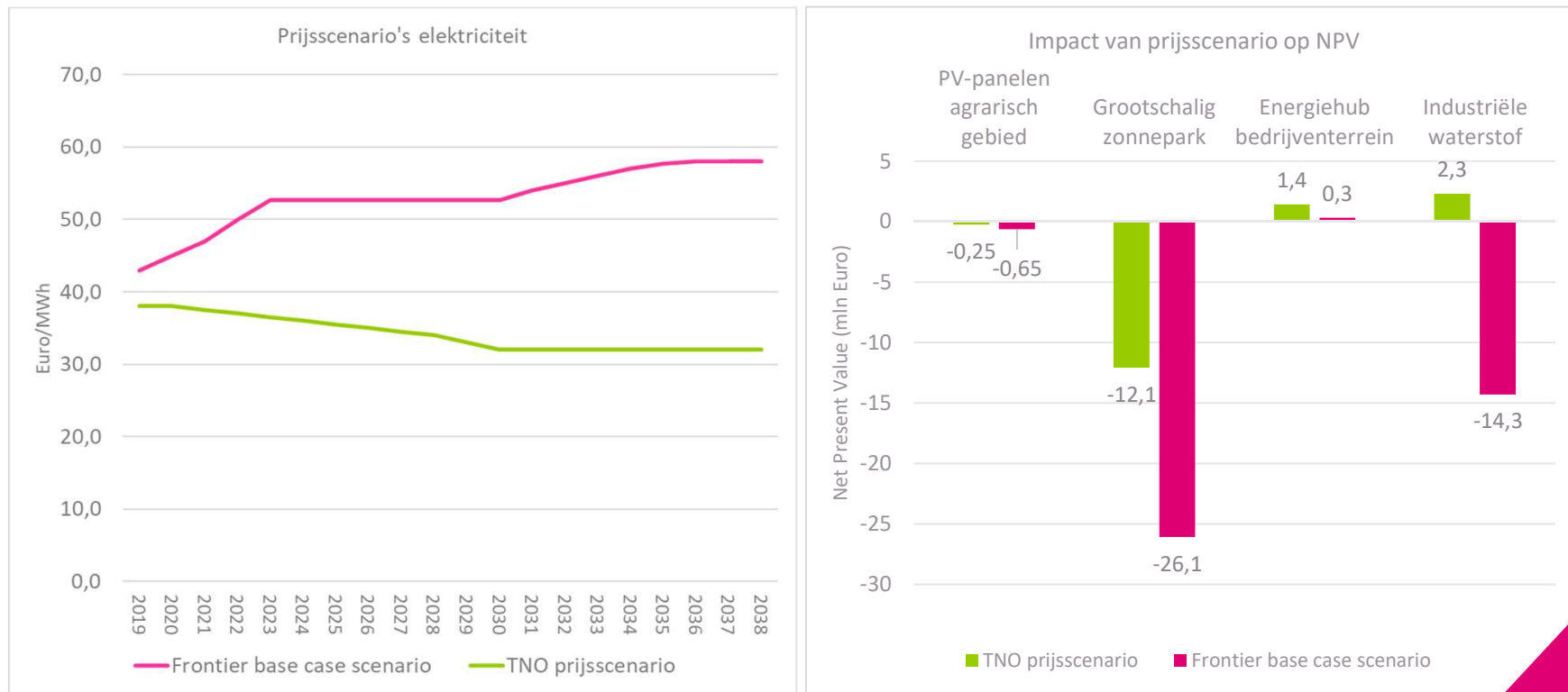
### Case 4



- Lokale gebruikersvraag: groot
- Transportkosten: laag (lokaal)
- Willingness-to-Pay: laag

**Noot:** Zie bijlage E voor een uitwerking van de case studies. De NPR en IRR zijn berekend over een periode van 20 jaar (2019 tot en met 2038). T.b.v. mobiliteitstoepassingen is een Willingness-to-Pay verondersteld van €5 per kg over de gehele looptijd; voor industrieel verbruik loopt deze op van €2,78 per kg in 2019 tot €3,48 per kg in 2038.

# De elektriciteitsprijzen moeten laag genoeg zijn

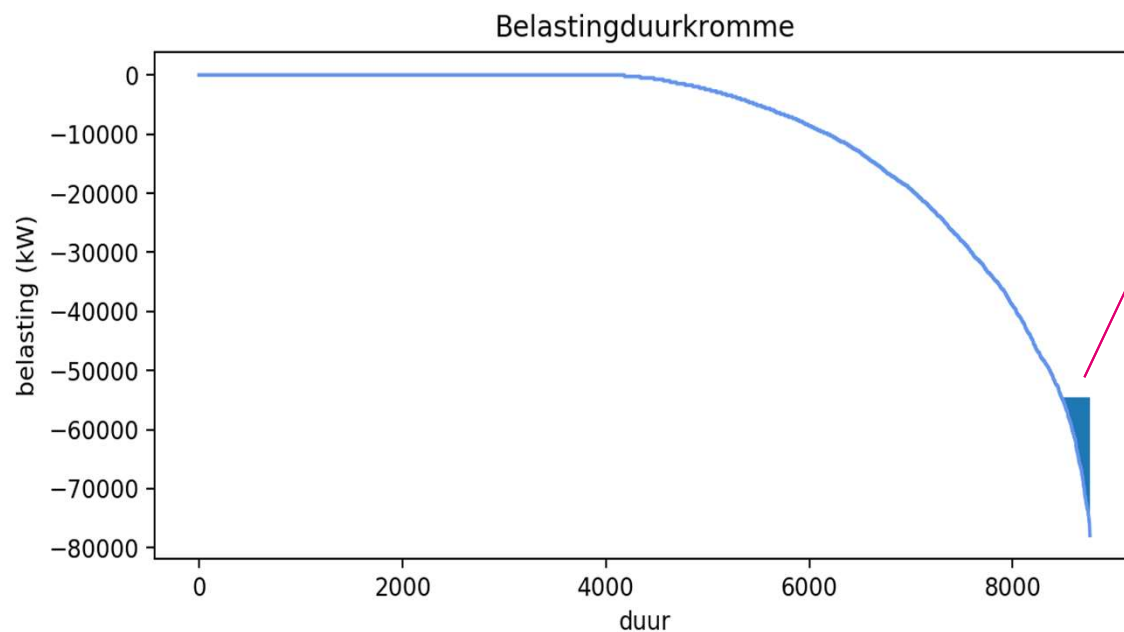


**Figuur links:** Het base case scenario van Frontier en het TNO prijsscenario. In het Frontier base case scenario worden stijgende elektriciteitsprijzen verondersteld. De knik in de grafieken bij 2030 hangt samen met het uitfaseren van kolencentrales.

## B. Inzet van elektrolyse kan netverzwaring soms voorkomen

- Vooral bij het aansluiten van nieuwe, grootschalige PV-projecten in minderbevolkte gebieden kan de netbeheerder de flexibiliteit van elektrolysers inzetten om netverzwaring te voorkomen.
  - Bijvoorbeeld in de case study 'Grootschalig zonnepark' van 100MWpiek, waarin een verzwaring van een van de twee benodigde onderstations kan worden voorkomen door de inzet van een 25 MW elektrolyser. De geraamde besparing voor de verzwaring bedraagt ongeveer 7 M€ op een totale kostenpost van 10 M€.
  - Om het verzwaringsprobleem van 7 M€ op te lossen, zal de elektrolyser enkele honderden uren per jaar flexibiliteit moeten kunnen leveren aan de regionale netbeheerder.
  - In minderbevolkte gebieden is de (lokale) marktpotentie voor waterstof echter beperkt, waardoor de economische haalbaarheid juist daar beperkt is.
- De waterstofproducent kan de landelijke netbeheerder bovendien aanvullende flexibiliteitsdiensten bieden.
  - Elektrolysers met een regelbaar vermogen groter dan 1 MW kunnen worden ingezet voor balancering van frequentie (FCR), als regel- en reservevermogen (aFRR) of als noodvermogen (aFRR) voor het hoogspanningssysteem.
  - Per situatie kunnen deze diensten al dan niet additioneel worden ingezet naast de capaciteitsmanagement-dienst voor de regionale netbeheerder.

# Illustratie: de belastingduurkromme voor de productie van een 100 MW zonnepark



Het gearceerde deel heeft een belasting waarvoor het tweede onderstation nodig zou zijn. Dit deel kan worden opgevangen door de elektrolyser.

## C. De netbeheerder kan de businesscase met ‘incentives’ positief beïnvloeden

- De netbeheerder kan verschillende maatregelen treffen om een waterstofproducent tegemoet te komen, zoals:
  - Verlenen van korting op de aansluiting en/of transportkosten van elektriciteit.
  - Afspreken van een afnamegarantie voor de geproduceerde waterstof.
- De financiële ruimte die de netbeheerder heeft hangt af van de omvang van het verzwarringsprobleem.
  - Er moet sprake zijn van een lokaal en duur verzwarringsprobleem.
  - De verzwaring zou enkel en alleen gedaan worden om dit lokale probleem op te lossen.
  - Slechts dan heeft de netbeheerder voldoende financiële ruimte voor versterking van de business case.
- De maatregelen passen op dit moment slechts deels binnen de wet- en regelgeving.



Pagina 16



Pagina 17

# De netbeheerder kan maatregelen treffen om een waterstofproducent tegemoet te komen

Maatregel ('incentive')	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijventerrein	Case 4 Industriële waterstof
Korting op aansluiting	√	√	n.v.t.	n.v.t.
Korting op vaste transportkosten	√	√	n.v.t.	n.v.t.
Korting op variabele transportkosten	√	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Afnamegarantie waterstof	√	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Verzorgen transport van de waterstof	√	√	n.v.t.	n.v.t.
Grid capacity management	√	√	n.v.t.	n.v.t.

**Toelichting:** √ betekent dat de incentive zou kunnen worden toegepast in de case, maar let op: ze passen geen van alle nog binnen de huidige wet- en regelgeving. N.v.t. betekent dat de incentive niet van toepassing is. In cases 3 en 4 speelt geen verzwaringsprobleem, waardoor daar het inzetten van incentives niet van toepassing is voor de netbeheerder.



# De financiële ruimte die de netbeheerder heeft hangt af van de omvang van het verzwarringsprobleem

	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 voorkómen van het verzwarringsprobleem)	0,5 mln euro	7,0 mln euro	N.v.t.: geen verzwarringsprobleem	N.v.t.: geen verzwarringsprobleem
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		

## D. Richting toekomst wordt de inzet van waterstof aantrekkelijker

- Het aantal situaties waarin de businesscase interessant wordt zal toenemen.
  - Het aantal ‘dure verzwaringsproblemen’ zal toenemen vanwege toenemende, decentrale opwek.
  - De kosten van elektrolyzers zullen dalen, en daarmee de benodigde investeringen.
  - De aanleg van waterstofnetten (en mogelijk hergebruik van het aardgasnet).
  - De vraag naar waterstof zal naar verwachting gaan stijgen.
- Bovendien wordt het inzetten van waterstof op termijn steeds ‘groener’.
  - GVO’s voor de aan het net onttrokken stroom maken het mogelijk nu al groen te produceren.
  - Elektriciteit uit het net wordt groener naarmate de elektriciteitsmix groener wordt.
  - Op termijn zal de businesscase ook bij minder draaiuren kunnen gaan sluiten, hetgeen het mogelijk maakt om alleen tijdens productie-uren van windparken groene waterstof te produceren.

# Op termijn draagt groene waterstof steeds meer bij aan een duurzame maatschappij

Energie van het netwerk zonder GvO doorgerekend in de case studies

Grijzer dan waterstof uit SMR  
Geen additionaliteit

Energie van het netwerk, GvO (GvO €0,20 - €10 per MWh)

Groene waterstof  
Bepaalde additionaliteit  
Business cases worden (iets) slechter

Pagina 20

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

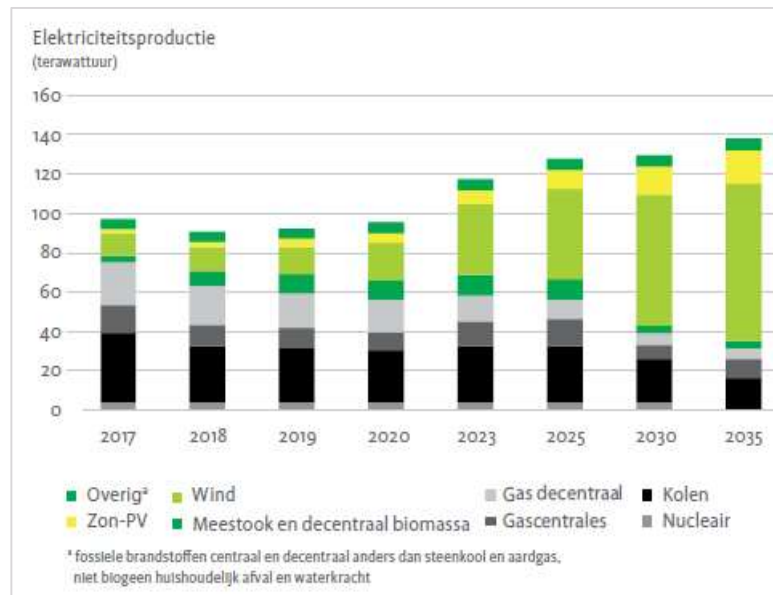
Groene waterstof  
Meer additionaliteit  
Haalbaar over ~10 jaar

Investeren in duurzame opwekking om groene waterstof te maken, of curtailment voorkomen (+GvO)

Groene waterstof  
100% Additionaliteit

19

# De elektriciteitsmix wordt groener en effect van de inkoop van GvO's op de NPV van de case studies



Ontwikkeling elektriciteitsproductie in Nederland, 2017-2035.

Bron: Nationale Energieverkenning 2017, ECN e.a.

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	$\Delta$ NPV - €0.07 mln NPV wordt - €0.32 mln	$\Delta$ NPV - €0.3 mln NPV wordt - €0.55 mln
2. Grootchalig zonnepark	$\Delta$ NPV - €3.6 mln NPV wordt - € 15.7mln	$\Delta$ NPV - €13.5 mln NPV wordt - € 25.6 mln
3. Energiehub op een bedrijventerrein	$\Delta$ NPV - €0.22 mln NPV wordt €1.18 mln	$\Delta$ NPV - €0.47 mln NPV wordt €0.53 mln
4. Industriële waterstof	$\Delta$ NPV - €3.3 mln NPV wordt - €1.0 mln	$\Delta$ NPV - €12.9 mln NPV wordt - €10.6 mln

Impact van de inkoop van GVO's op de NPV van de case studies. Zowel de verandering van de NPV als de resulterende NPV wordt weergegeven.

## 4. Aanbevelingen aan netbeheerders

1. Voorlopig past een beleid van ‘strategisch opportunisme’, waarin per situatie wordt beoordeeld of de productie van waterstof via elektrolyse (al) een aantrekkelijke optie is voor verantwoord netbeheer, en waarin adequaat op kansen kan worden ingespeeld.
  - Identificeer mogelijke interessante locaties in een zo vroeg mogelijk stadium; voor de netbeheerder vormen de verwachte verzwaringsproblemen daarbij een belangrijk afwegingscriterium.
  - Haak vroegtijdig aan om de vestigingsbeslissing van potentiële waterstofproducenten te beïnvloeden. Voor hem 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.
  - Betrek in de analyse de mogelijke incentives die de netbeheerder kan bieden om potentiële waterstofproducenten naar de gewenste locatie te bewegen, en probeer eventuele beperkingen vanuit wet- en regelgeving zoveel mogelijk op voorhand scherp te hebben en af te vangen.
2. Zodra (groene) waterstofproductie maatschappelijk een vlucht neemt, past een strategie waarin waterstofproductie als flexibiliteitsoptie een van de structurele uitvoeringsmogelijkheden voor ‘verzwaren tenzij’ vormt.
  - Beschouw de (groene) waterstofproducent als een van de aanbieders van flexibiliteitsdiensten in het regionale netwerk.
  - Betrek de lokale duurzame energieproducent als belanghebbende bij het realiseren van flexibiliteit door middel van (groene) waterstofproductie.

## 5. Aanbevelingen aan marktpartijen en overheid

Op basis van het onderzoek van TNO en DNV.GL doet Enpuls de volgende aanbevelingen richting marktpartijen en overheid:

1. Er moet meer praktijkervaring worden opgedaan met de productie van waterstof uit elektrolyse. Hierdoor ontstaat meer duidelijkheid over de haalbaarheid en de randvoorwaarden daarvoor.
2. Met name op industriële locaties waar vraag naar waterstof is, in de nabijheid van waterstof tankstations en op basis van nieuwe grootschalige wind- en zonneparken, moeten demonstratie- en pilotprojecten worden gestart, waarin wind, zon, waterstof, netbeheer en flexibiliteit slim gecombineerd worden.
3. De overheid zou dergelijke demonstratie- en pilotprojecten moeten stimuleren, via subsidies of op andere wijze.
4. Wet- en regelgeving behoeft aanpassing zodat netbeheerders de flexibiliteit van (bijvoorbeeld) elektrolyzers kunnen inzetten t.b.v. maatschappelijk verantwoord netbeheer.

# Bijlagen

## Bijlagen

Waterstof uit elektrolyse voor maatschappelijk verantwoord netbeheer

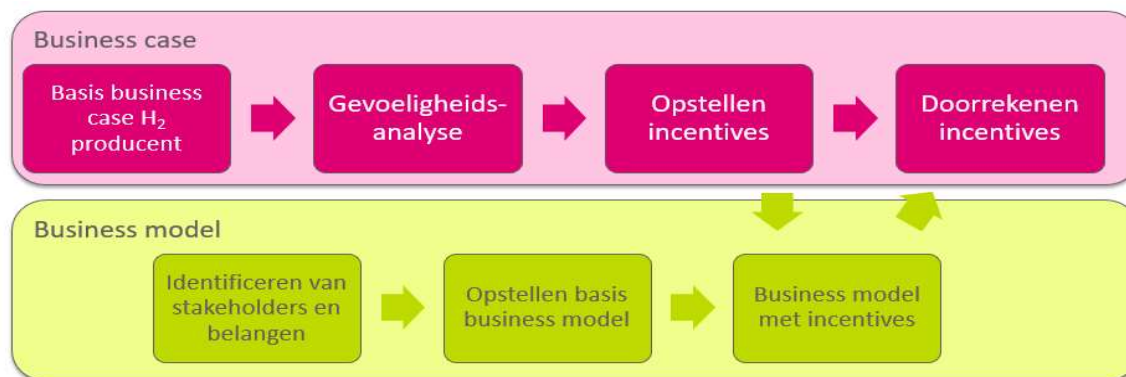
- A. Opzet van het onderzoek
- B. Overzicht productiemethoden voor groene waterstof
- C. Overzicht kosten waterstofproductie en effect van elektriciteitsprijs
- D. Overzicht marktpotentie (groene) waterstofproductie
- E. Uitwerking van de businesscase voor de vier cases



# Bijlage A

## Opzet van het onderzoek

- Het onderzoek van TNO en DNV GL bestond uit drie modules
  1. Inzicht in groene waterstofproductietechnologieën
  2. Marktpotentie groene waterstofproductiefaciliteiten
  3. Businesscase waterstofproductie uit elektrolyse en de rol van netbeheerders
- Voor de analyse is (per case study) de volgende aanpak gevolgd:

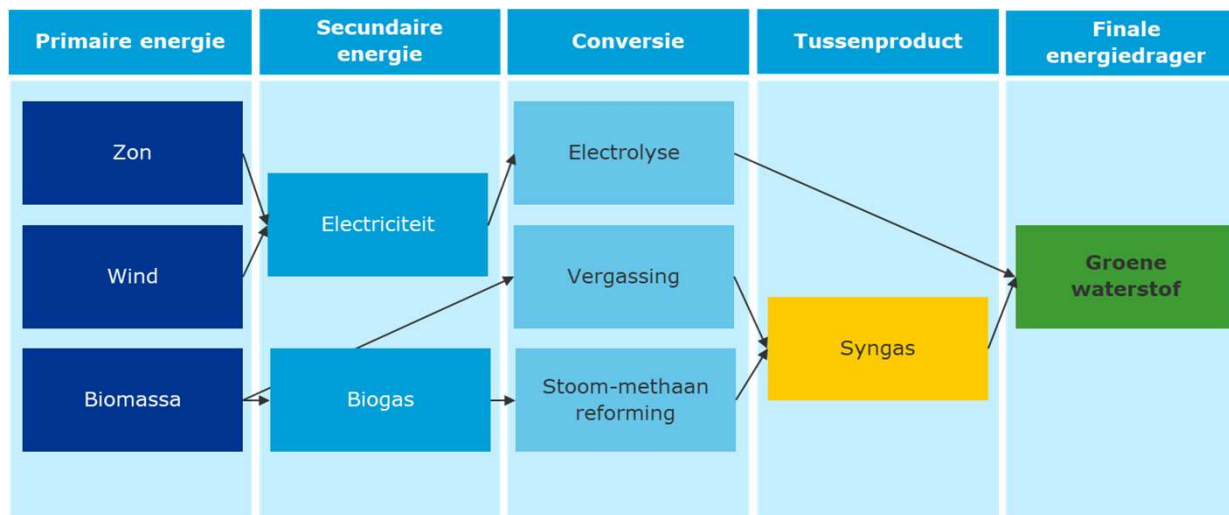


# Bijlage B

## Overzicht productiemethoden voor groene waterstof

Groene waterstof kan geproduceerd worden uit biomassa via vergassing of stoom-methaan reforming, of uit duurzaam opgewekte elektriciteit middels elektrolyse.

Voor elektrolyse zijn Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolyse en Alkaline elektrolyse de meest kansrijke productiemethoden.



# Bijlage B

## Overzicht karakteristieken productiemethoden voor groene waterstof

Totaaloverzicht productietechnologiën										
Omschrijving inputparameter	Jaar	Eenheid	AE (small)	AE (large)	PEM (small)	PEM (large)	SOE	SMR (small)	SMR (large)	Biomass gasification
TRL-niveau			Commercieel systeem	Commercieel systeem	Commercieel systeem	Commercieel systeem	Experimenteel	Commercieel systeem	Commercieel systeem	Full-scale systeem in bedrijfsomgeving
Input			Elektriciteit	Elektriciteit	Elektriciteit	Elektriciteit	Elektriciteit	Biogas (HC)	Aardgas (HC)	Biomassa
Karakteristieke grootte		MW	2.0	10.0	2.0	10.0	0.5			
		kg/h	41	203	35	177	12	10	7500	500
Energetisch systeemrendement (HHV)	2018	%	80%	80%	70%	70%	96%	70%	72%	65%
Energetisch systeemrendement (HHV)	2040	%	80%	80%	80%	80%	96%	70%	72%	85%
Verwachte levensduur	2018	jaar	20	20	20	20	20	20	30	30
Specifieke investeringkosten	2018	€/kWe	1,668	1,249	1,787	1,338	4,370	-	-	-
Specifieke investeringkosten	2018	€/kg/h	82,100	61,500	100,600	75,300	179,300	725,000	29,000	128,014
Specifieke investeringkosten	2040	€/kWe	1,100	823	1,072	803	2,622	-	-	-
Specifieke investeringkosten	2040	€/kg/h	54,200	40,500	52,800	39,500	107,600	725,000	29,000	92,861
Vaste jaarlijkse operationele kosten	2018	% van invest./jaar	3.0%	3.0%	2.0%	2.0%	2.5%	4.0%	3.4%	8.8%
Leverdruk	2018	bar	1	1	30	30	11	25	20	20
Waterstof puurheid	2018	%	99.500%	99.500%	99.999%	99.999%	99.999%	99.990%	99.990%	99.990%
Waterverbruik	2018	l/Nm³	0.9	0.9	0.9	0.9	1	-	-	-
Responstijd variabele input	2018		15%/2 min	15%/2 min	< 1sec	< 1sec	-	-	-	>15 min
Cold start time	2018		10-40 min	10-40 min	5 min	5 min	>15min	-	-	0.3
Minimale belasting	2018		15%	15%	10%	10%	-	-	-	-
Levelized cost of hydrogen	2018	EUR/kg	3.11	2.84	3.73	3.38	6.45	13.51	1.91	3.73
	2025	EUR/kg	2.63	2.44	2.72	2.56	3.54	13.82	2.25	3.09
	2040	EUR/kg	2.36	2.19	2.29	2.17	3.01	14.01	2.62	2.29

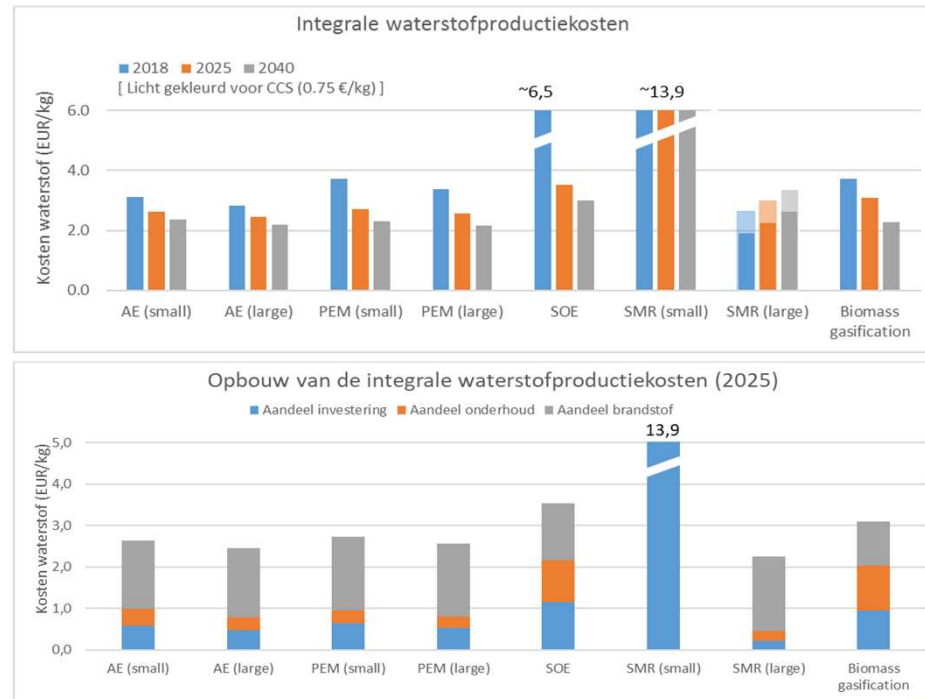
NB. Data op basis van informatie fabrikanten; Aannames voor Levelized Costs zie bijlage C.

# Bijlage C

## Overzicht kosten waterstofproductie en effect van elektriciteitsprijs

De grafiek rechtsboven laat de kosten zien die zijn geschat voor waterstofproductie door middel van verschillende technologieën, voor de komende jaren (tot 2040).

Voor 2025 geeft de grafiek rechtsonder de onderverdeling tussen brandstofkosten, CAPEX en OPEX weer. Voor de elektrolyse-technologieën zijn de brandstofkosten de dominante factor in de kosten voor productie.



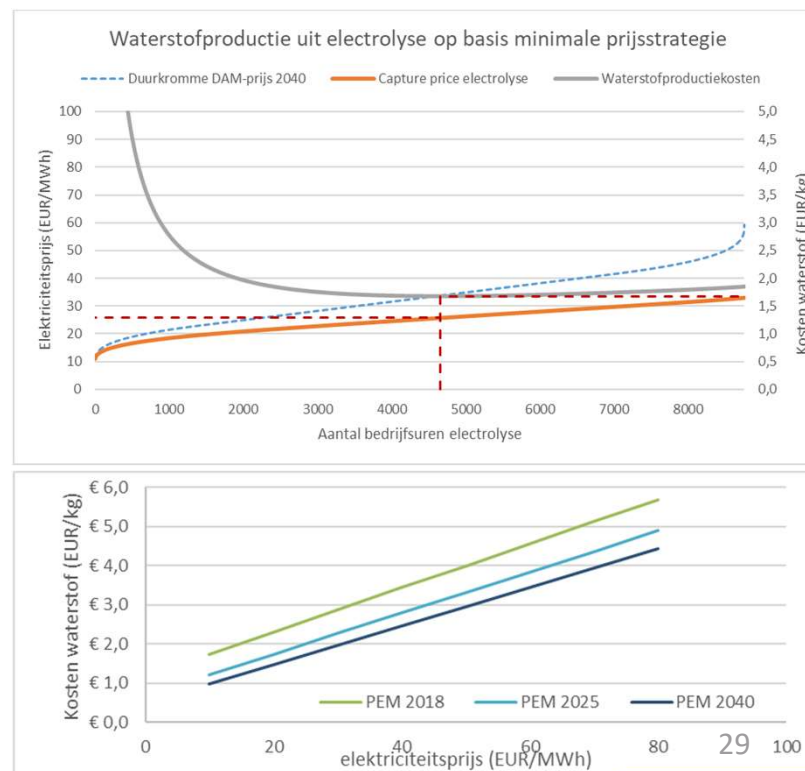
# Bijlage C

## Overzicht kosten waterstofproductie en effect van elektriciteitsprijs

Gegeven de verdeling van de elektriciteitsprijzen over het jaar, worden rechts de kosten voor waterstofproductie als functie van de vollast-uren weergegeven.

In de berekeningen is uitgegaan van de TNO scenario's voor de ontwikkeling van de elektriciteitsprijs en van het feit dat de elektrolyser alleen bij lage elektriciteitsprijzen zal produceren.

Het minimum van de productiekosten ligt bij ruim 4500 vollasturen. De grafiek rechtsonder toont de afhankelijkheid van de gemiddelde elektriciteitsprijs op de productiekosten, uitgaande van continue productie.

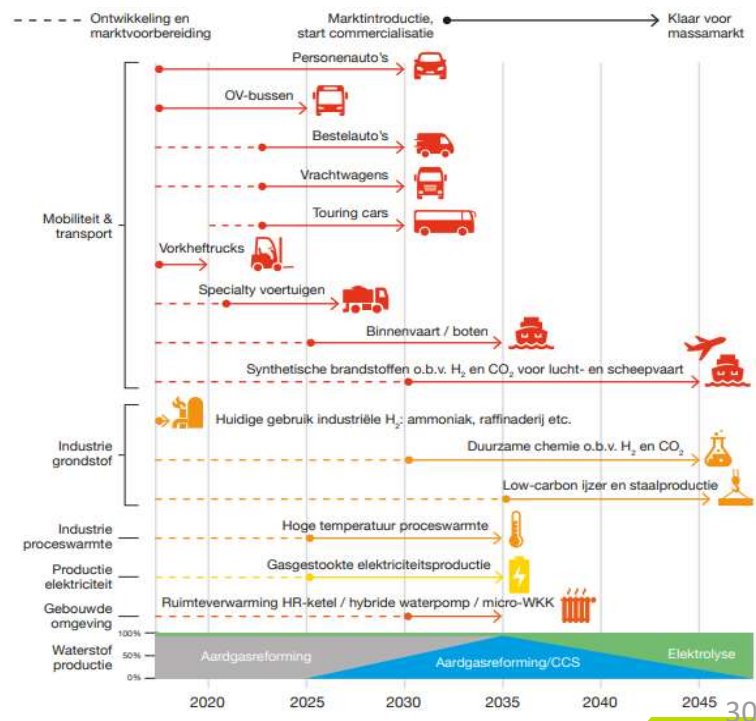


# Bijlage D

## Overzicht marktpotentie (groene) waterstofproductie

Op basis van de routekaart waterstof (TKI gas, 2018), is op korte termijn vooral een markt voorzien voor waterstof als grondstof in de industrie en als marktintroductie voor de mobiliteit (met name OV bussen). Deze waterstof zal naar 2050 toe steeds meer uit duurzame bronnen worden opgewekt.

In de door TNO en DNV-GL uitgevoerde studie is uitgegaan van een markt voor groene waterstof in de mobiliteit, op basis van geplande waterstoftankstations, en een vraag in de industrie ter vervanging van grijze waterstof. Waterstof in de bebouwde omgeving wordt pas vanaf 2030 relevant, in overeenstemming met de scenario's van het Net van de Toekomst (Netbeheer Nederland, 2018).



# Bijlage E

## Uitwerking van de businesscase voor de vier case studies: aannames

	Case 1 PV-panelen in agrarisch gebied	Case 2 Grootschalig zonnepark	Case 3 Energiehub bedrijventerrein	Case 4 Industriële waterstof
H <sub>2</sub> -vraag	Tankstation T1: 164 ton/jaar Tankstation T2: 52 ton/jaar Overschotten naar H <sub>2</sub> leveranciers	Industrieel ∞ Tankstation T1: 164 ton/jaar Tankstation T2: 52 ton/jaar	Tankstation: 179 ton/jaar Overschotten naar H <sub>2</sub> leveranciers	Industrieel ∞ Tankstation: 164 ton/jaar
Prijs H <sub>2</sub>	€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
H <sub>2</sub> transport	Tube trailers	Tube trailers (Pijpleiding 20 km)	Pijpleiding 1 km	Pijpleiding 4 km
WACC	10%	10%	10%	8%
Netwerkaansluiting	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

# Bijlage E

## Uitwerking case study 'PV-panelen in agrarisch gebied' (1/3)

### Kenmerken en aannames

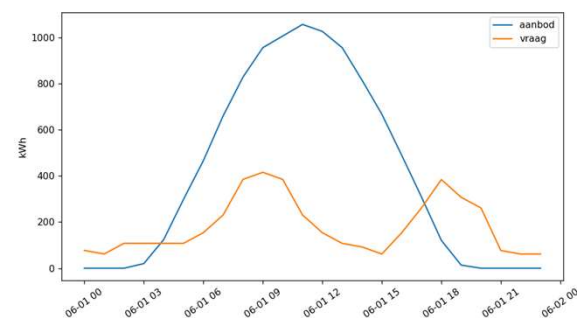
- 15 bedrijven; 80MWh/bedrijf
- Vraag naar waterstof in twee tankstations: T1 (15km) en T2 (50km)
- Transport van waterstof via tube trailers
- PEM elektrolyser 0,5 MW

### Laagspanningsnet

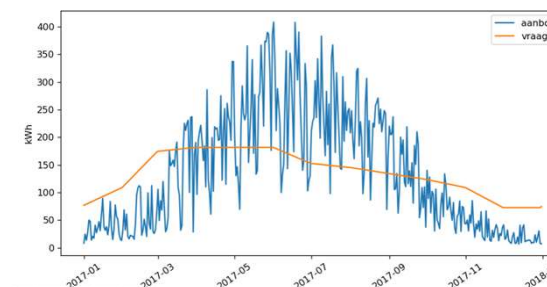
- Uitgelegd op piek in de vraag
- Verzwaring kabel laagspanning: 850 euro/kW
- Verzwaring trafo MS/LS: 200 euro/kW

### Grid capacity management

- Verzwaring nodig van 477kW, kosten: €0.5 mln (10 k€/jaar)
- Kan vermeden worden door inzet elektrolyser (477kW) op 500 uren
- Bij vergoeding op basis van minimale activatieprijs elektrolyser is dit vanuit de netbeheer gezien een interessant alternatief



Jaarlijkse elektriciteitsvraag



Dagelijkse elektriciteitsvraag



## Bijlage E

### Uitwerking case study 'PV-panelen in agrarisch gebied' (2/3)

De business case is negatief, NPV - €0.25 mln, door relatief hoge CAPEX voor een kleinschalige plant en hoge transportkosten.

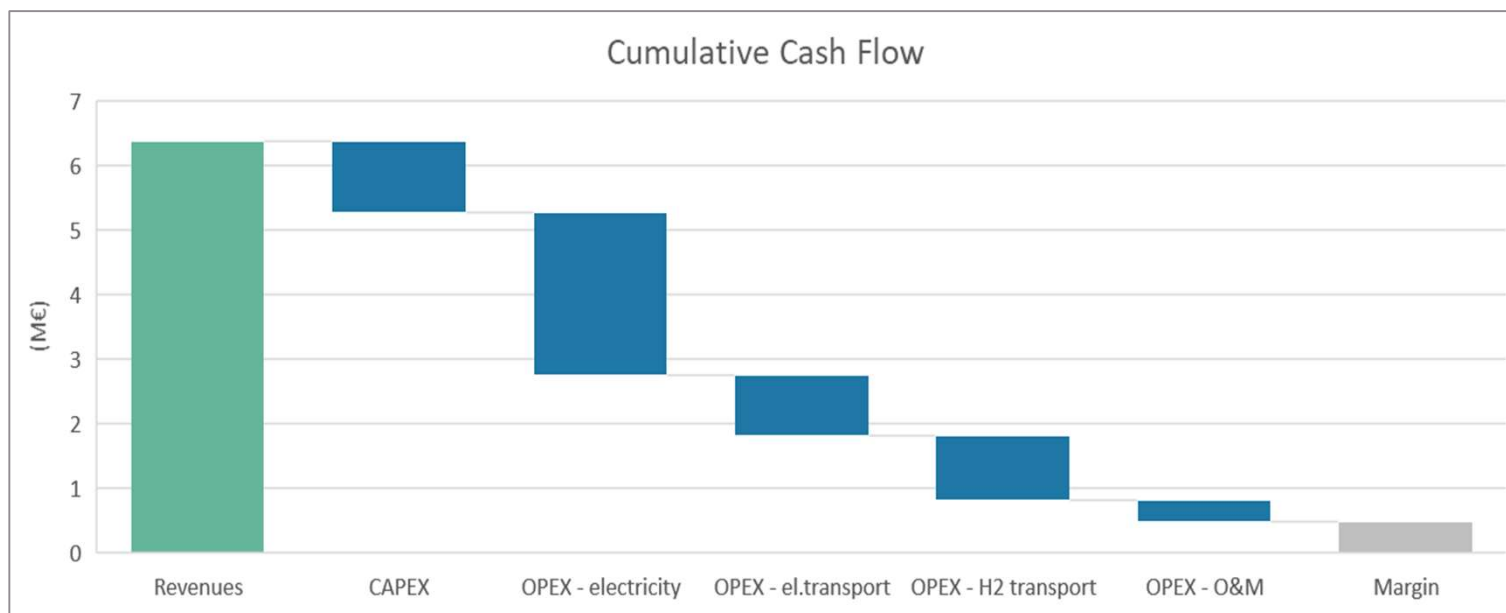
Veel mogelijkheden voor incentives door de netbeheerder. De maximale ruimte is € 0,5 mln. die zich vertaalt naar maximaal + € 0,21 mln in de NPV.

Gevoeligheid van de business case:

- De business case is zeer gevoelig voor de energieprijzen. In het Frontier base case scenario daalt de NPV met €0,4 mln naar - €0,65 mln.
- De option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt €0,02 mln. Het is onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden.
- 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.

# Bijlage E

Uitwerking case study 'PV-panelen in agrarisch gebied' (3/3)



# Bijlage E

## Uitwerking case study ‘Grootschalig zonnepark’ (1/3)

### Kenmerken en aannames

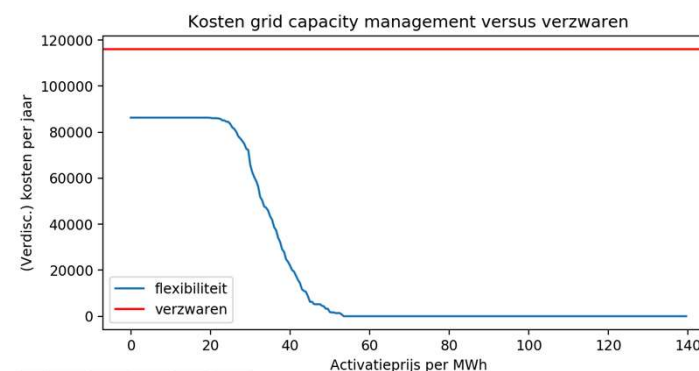
- Zonnepark: 100MW
- Waterstofafnemers in mobiliteit / industrie; grootste deel zal geleverd worden aan industrie.
- Transport via tube trailers, waarbij aansluiting op geplande waterstofpijpleiding een mogelijk alternatief is.
- PEM Elektrolyser 25 MW

Lokale vraag naar elektriciteit is beperkt, hierdoor is er veel capaciteit nodig om de energie terug te leveren:

- 70 MVA via station A en 30 MVA via station B
- Kosten voor aansluiting met station B zijn €7 mln (117 k€ /jaar) op totale kosten van €10 mln voor verzwaring
- Kan vermeden worden met inzet elektrolyser (24MW) voor 280 uur, minimale productie: 2500 MWh

### TSO-diensten

- FCR/mFRR: niet interessant i.v.m. gelijktijdigheid met grid capacity management
- FCR is eventueel mogelijk in de winter, maar draaien op minder vermogen heeft ook flinke impact op de business case.
- aFRR-levering mogelijk. Ook kan deze waarde worden gevaloriseerd via passief regelen (via BRP).



# Bijlage E

## Uitwerking case study 'Grootschalig zonnepark' (2/3)

De business case is negatief, NPV - €12.1 mln, door relatief lage WtP (grotendeels SMR + ETS) en hoge transportkosten.

Er zijn veel mogelijkheden om de business case te verbeteren:

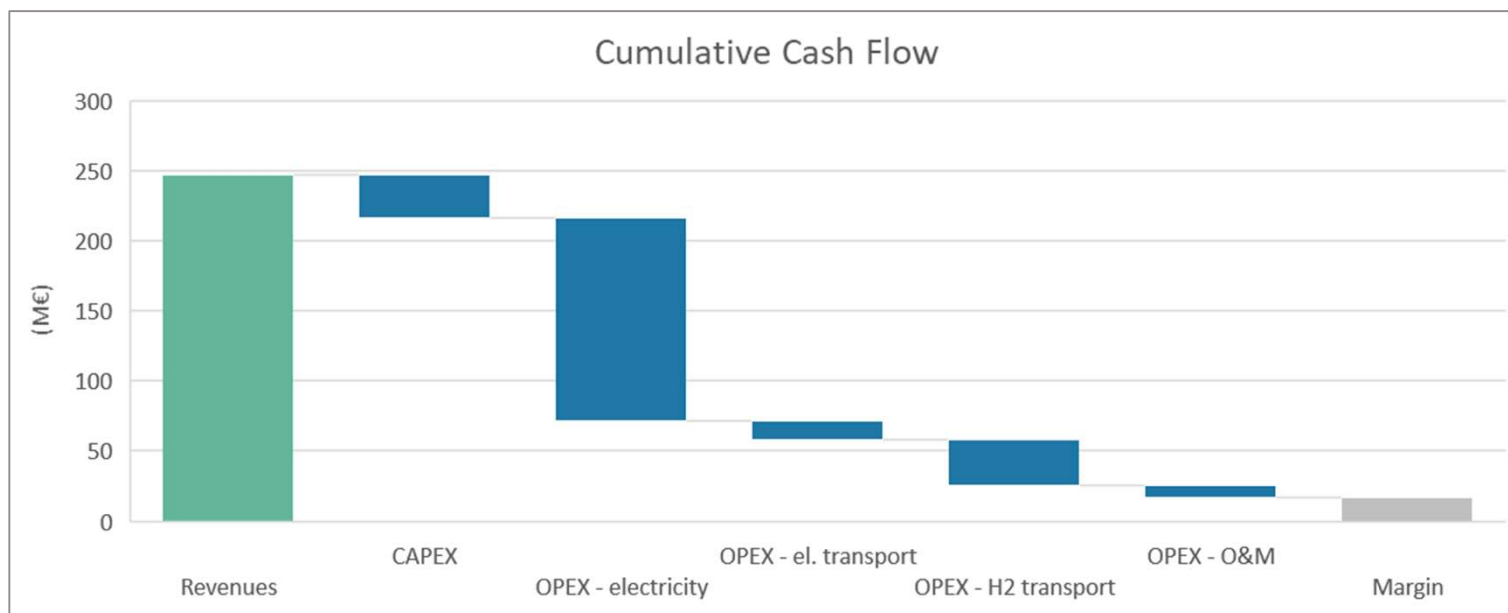
- Aansluiting op geplande waterstofpijpleiding. De transportkosten dalen dan van €0,58 naar €0,16 per kg. Op de NPV scheelt dit €9,2 mln.
- Aansluiting achter de meter van het zonnepark scheelt netbeheerkosten. Dat levert in de NPV €6,1 mln op.
- Een PPA met het zonnepark, met een floor price van €20 per MWh en een korting van €2 per MWh levert in de NPV €2.9 mln op.
- Veel mogelijkheden voor incentives door de netbeheerder. De maximale ruimte is €7 mln, die zich vertaalt naar maximaal + €6,4 mln in de NPV.
- Wanneer deze mogelijkheden gecombineerd worden, resulteert dit in een NPV van €12,3 mln.

Gevoeligheid van de business case:

- De business case is zeer gevoelig voor de energieprijzen. In het Frontier base case scenario daalt de NPV met €14 mln naar - €26,1 mln.
- De option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt €0.95 mln. Het is zeer onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden.
- Wanneer de Willingness-to-Pay voor mobiliteit daalt van €5 naar €4 per kg, daalt de NPV met €1,4 mln.

# Bijlage E

Uitwerking case study 'Grootschalig zonnepark' (3/3)



# Bijlage E

## Uitwerking case study 'Energiehub bedrijventerrein' (1/3)

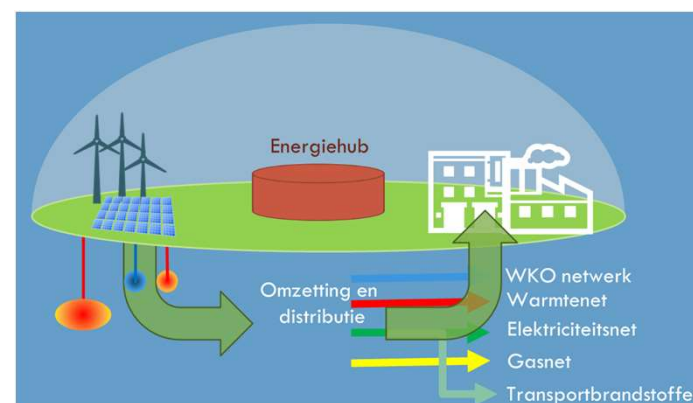
### Kenmerken en aannames

- Veel distributiecentra: mogelijk vraag naar waterstof voor mobiliteit.
- Verondersteld dat er een waterstoftankstation komt, waarvoor aanleg van 1 km pijpleiding nodig is.
- Nabijgelegen wijk die van het gas af gaat.
- Plannen voor 2x 13MVA zonnepark.

### PEM elektrolyser 1,25 MW

### HS/MS station (90 MVA), nu nog geen bottleneck

- Wanneer in de toekomst wel een bottleneck ontstaat, kan flexibiliteit geleverd worden door zowel de elektrolyser als slim laden en demand response van bedrijven.



Concept van een energiehub (bron: Enexis)

# Bijlage E

## Uitwerking case study 'Energiehub bedrijventerrein' (2/3)

De business case is positief, NPV €1.4 mln, door relatief hoge Willingness-to-Pay van een nabijgelegen tankstation.

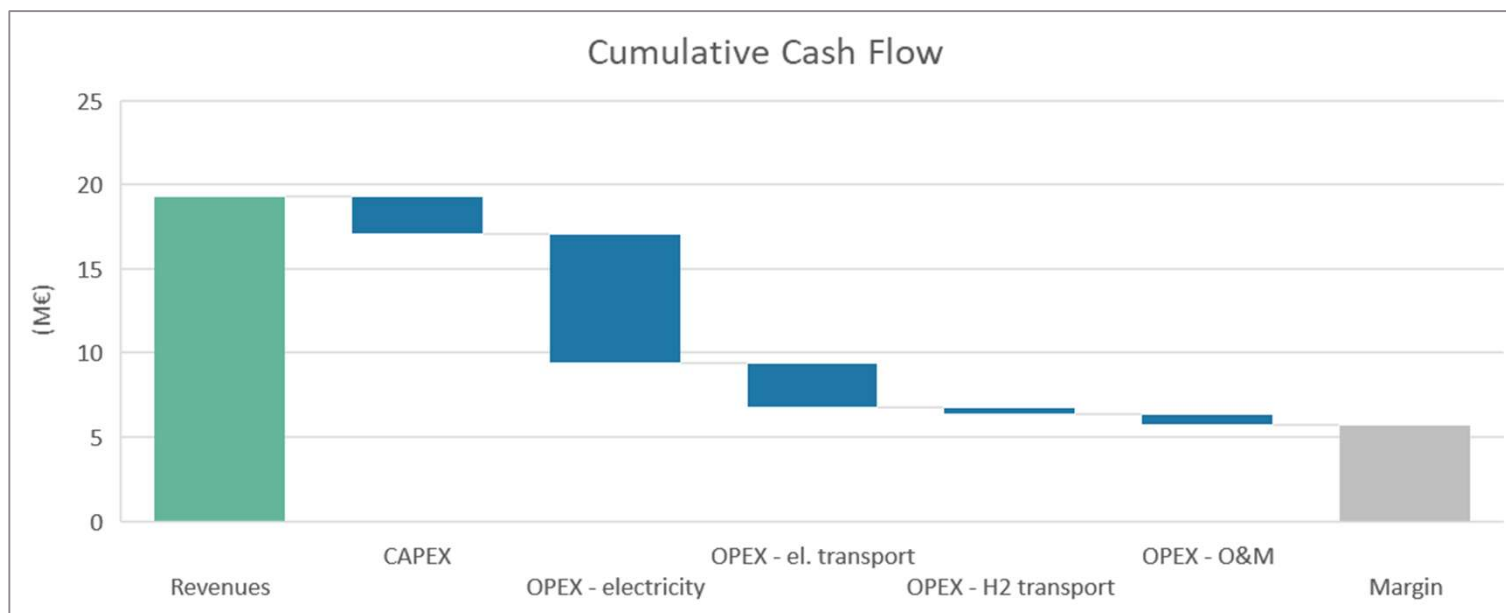
Er zijn in deze case geen mogelijkheden voor de regionale netbeheerder om de business case te verbeteren omdat er geen bottlenecks aanwezig zijn in het netwerk.

Gevoeligheid van de business case:

- De business case is gevoelig voor de elektriciteitsprijzen. In het Frontier base case scenario daalt de NPV met €1.1 mln naar €0.3 mln.
- De option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt totaal €0.15 mln. Het is zeer onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden, maar de impact op de business case is laag.
- De Willingness-to-Pay voor mobiliteit heeft een grote invloed op de business case. Wanneer deze daalt van €5 naar €4 per kg, daalt de NPV met €1,5 mln. Wanneer de Willingness-to-Pay stijgt van €5 naar €7 per kg, dan stijgt de NPV met €3 mln.

# Bijlage E

Uitwerking case study 'Energiehub bedrijventerrein' (3/3)





# Bijlage E

## Uitwerking case study 'Industriële waterstof' (1/3)

### Kenmerken en aannames

- Waterstofafnemers in mobiliteit / industrie; grootste deel zal geleverd worden aan industrie.
- Voorlopig geen congestie in elektriciteitsnet verwacht.
- Alkaline elektrolyser 20 MW.
- Pijpleiding voor transport van waterstof aanwezig.

### TSO-diensten

- FCR/mFRR: niet interessant i.v.m. gelijktijdigheid met grid capacity management
- FCR is eventueel mogelijk in de winter, maar draaien op minder vermogen heeft ook flinke impact op de business case.
- aFRR-levering mogelijk. Ook kan deze waarde worden gevaloriseerd via passief regelen (via BRP).

# Bijlage E

## Uitwerking case study 'Industriële waterstof' (2/3)

De business case is positief, NPV €2,3 mln, door gegarandeerde vraag naar waterstof in de buurt van de elektrolyser.

Er is in deze case geen mogelijkheid voor de regionale netbeheerder om de business case te verbeteren. De volgende mogelijkheden verbeteren de business case:

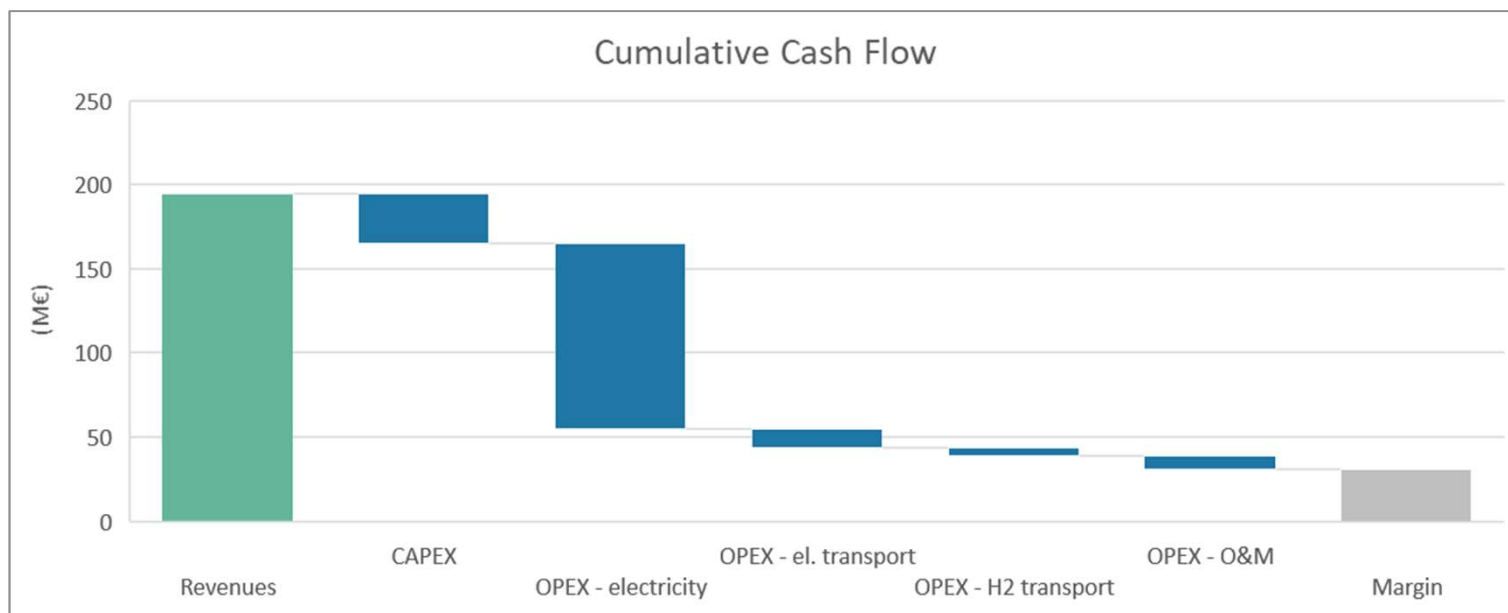
- Een PPA met een windpark, met een floor price van €20 per MWh en een korting van €2 per MWh levert in de NPV €2,5 mln op.

Gevoeligheid van de business case:

- De business case is zeer gevoelig voor de energieprijzen. In het Frontier base case scenario daalt de NPV met €16,6 mln naar - €14,3 mln.
- De option value voor flexibiliteitsdiensten aan TenneT bedraagt €0,9 mln. Het is zeer onzeker of deze waarde gerealiseerd kan worden.
- 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.

# Bijlage E

Uitwerking case study 'Industriële waterstof' (3/3)





enpuls

**TNO** innovation  
for life



DNV·GL



[www.enpuls.nl](http://www.enpuls.nl)