

# Effecten van een productiesubsidie voor elektrolyzers

Thijs Verboon, Sander Blom, Timothy Bender

20-10-2023

# Inhoudsopgave

1.	Introductie	02
2.	Conclusie	06
3.	Resultaten I: Energiesysteemanalyse	15
4.	Resultaten II: Businesscase	21
5.	Resultaten III: Gevoeligheidsanalyse	30
6.	Bijlagen	37

# Om elektrolyse te realiseren, wordt een productie-subsidie ontworpen en de bijeffecten in kaart gebracht

Nederland heeft in 2015 het Klimaatakkoord van Parijs ondertekend en zich gecommitteerd om zijn aandeel bij te dragen aan de wereldwijde ambitie om de temperatuurstijging te beperken tot minder dan twee graden Celsius boven het pre-industriële niveau. Deze doelstelling is vertaald naar het nationale Klimaatakkoord (KA). Er is landelijk een doel gesteld van **4 GW aan elektrolysecapaciteit** in 2030. Deze capaciteit kan bijdragen aan het behalen van het Europese target van 42% inzet van groene waterstof in de industrie. Elektrolyseprojecten komen echter tot dusver nog maar beperkt van de grond.

De minister voor KE heeft recent aangekondigd dat een aanzienlijk deel van het **klimaatfonds** (€35 miljard) ingezet gaat worden om zo het tussentijdse doel van netto 55% reductie in 2030 te halen en om opschaling richting 2035 en verder mogelijk te maken. Het stimuleren van elektrolysecapaciteit is één van de doelen waar dit geld voor wordt ingezet. Dit kan bijvoorbeeld in de vorm van een **productie- en/of investeringsubsidie** voor groene waterstofproductie.

Een subsidie stimuleert de productie van groene waterstof, maar het is op dit moment nog onvoldoende duidelijk welke **neveneffecten** deze subsidie heeft. De minister voor KE wil onvoorziene neveneffecten (zo veel mogelijk) voorkomen. In deze analyse gaan we in op de (neven)effecten van verschillende soorten subsidies.

## Deze analyse beantwoordt de volgende twee centrale vragen:

- Wat is het effect van het beschikbaar maken van een subsidie voor elektrolyse op het bredere energiesysteem (1) elektriciteitsprijs, 2) inzet centrales, 3) CO<sub>2</sub>-uitstoot)?
- Op welke manier hebben verschillende varianten van een productiesubsidie invloed op a) de businesscase van elektrolyse b) en op de subsidie-intensiteit? En, c) wat zijn gevoeligheden van deze businesscase?



# We gebruiken een kwantitatieve aanpak om de gestelde onderzoeksvragen te beantwoorden...

## 1. We starten met een modellering van het Noordwest-Europese energiesysteem, zodat we zien hoe de elektrolyser zich binnen het energiesysteem gedraagt, en welke neveneffecten hij heeft

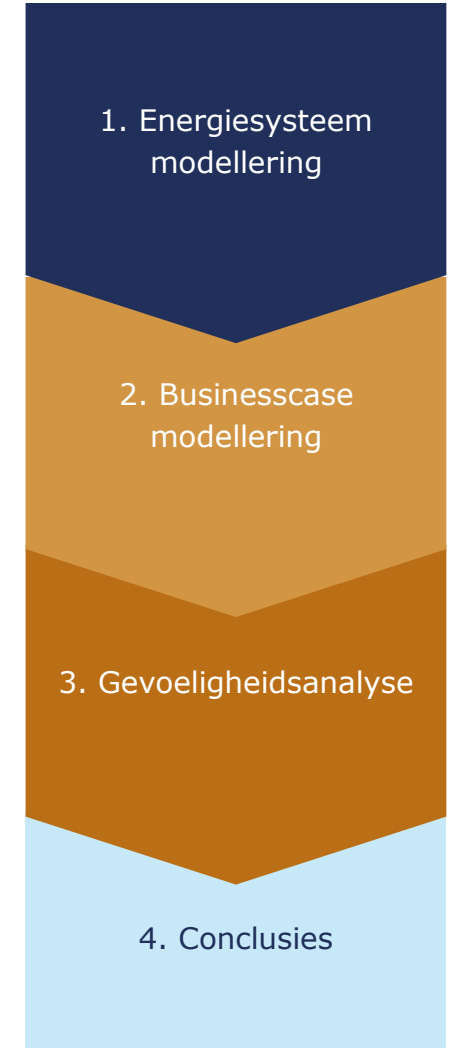
- Om het effect van een productiesubsidie op het bredere energiesysteem te onderzoeken, simuleren we een serie markt simulaties voor het zichtjaar 2030.
- Hoofdaannames in dit model zijn 21 GW Wind op zee (WOZ), 4 GW elektrolyser. We variëren met vollasturen.
- Dit maakt inzichtelijk wat het effect van de inzet van elektrolyse is op de rest van het energiesysteem en op emissies.

## 2. Vervolgens rekenen we de businesscase van elektrolyse door op basis van een basisscenario en drie varianten van subsidies

- We stellen een basisscenario voor een elektrolyser op, waarin we vervolgens drie subsidievarianten modelleren.
- We kijken hierbij voornamelijk naar de waterstofkostprijs en het gat in de businesscase, maar ook de subsidie-intensiteit kan met dit scenario bepaald worden.
- In de basisvariant gaan we uit van een elektrolyser van 100 MW met 4.200 vollasturen. We nemen de elektriciteitsprijzen onder punt 1 als basis.<sup>1</sup>

## 3. Tenslotte voeren we een gevoeligheidsanalyse uit om de robuustheid van de resultaten inzichtelijk te maken.

- Parameters rondom elektrolyse worden gekenmerkt door een grote onzekerheidsfactor. Dit komt doordat de technologie nog niet op een dergelijk grote schaal is toegepast. Daarnaast zijn ook algemene parameters zoals elektriciteits- en waterstofprijzen uiterst onzeker.
- De gevoeligheidsanalyse gaat over nettarieven, waterstofprijzen, elektriciteitsprijzen en looptijd van de subsidie.



*1) Een belangrijke limitatie van dit onderzoek is dat voor ieder jaar met hetzelfde elektriciteitsprijsscenario (2030) wordt gerekend. Om het effect hiervan inzichtelijk te maken is dit ook opgenomen in de gevoeligheidsanalyse.*

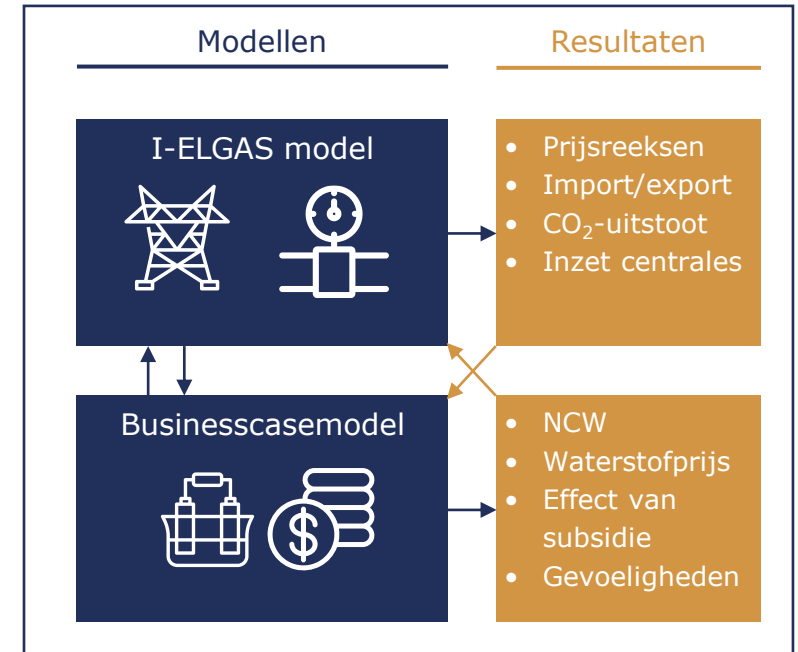
# ...waarbij we gebruik maken van twee kwantitatieve modellen die iteratief ingezet worden

## Het I-ELGAS model van TNO gebruiken we om het energiesysteem van 2030 te modelleren

- Om marktsimulaties voor het zichtjaar 2030 te simuleren, gebruiken we het I-ELGAS full dispatch simulatie model van TNO ingezet.
- Het I-ELGAS model is een geïntegreerd elektriciteit-, waterstof- en gasmarktmodel voor het Noord-West Europese energiesysteem (inclusief interconnectie). Het simuleert op basis van marginale kosten de optimale inzet van productie, transport en opslag, met bijbehorende energieprijzen.
- Het model gaat uit van een bestaande markt met op marginale kosten gebaseerde inzet, dit model neemt geen CAPEX-effecten mee.
- Daarnaast maken we gebruik van de waterstof sportmarktsimulatie ontwikkeld voor een project ter verkenning van waterstofspotmarktontwerp (H2SMS) in samenwerking met HyXChange.

## In de businesscase modelleren we de verschillende subsidievarianten

- We modelleren een businesscase van een 100 MW elektrolyser voor drie verschillende subsidievarianten.
- Hiermee maken we inzichtelijk wat het effect is van een subsidie op de businesscase van een elektrolyser, en wat het kost om de waterstof te produceren (waterstofkostprijs)
- Om de businesscase van de elektrolyser te modelleren gebruiken we deels openbare bronnen (zie aannames in [Bijlage I](#)) en deels input vanuit het I-ELGAS model op basis van H2SMS.
- Daarnaast voeren we enkele gevoeligheidsanalyses uit om de robuustheid van de businessclass mee te toetsen.



## 2. Conclusies en advies



# Een productiesubsidie heeft effect op de capaciteit van elektrolyse en WOZ

## Elektrolyse heeft geen rendabele businesscase zonder passend stimuleringsmechanisme: dit stopt de autonome ontwikkeling van elektrolyse

- Op dit moment is elektrolyse niet rendabel: de inkomsten van de verkoop van waterstof (tegen grijze prijs + ETS) wegen niet op tegen de hoge kosten (investeringskosten, netkosten en elektriciteitskosten).
- Huidige instrumenten zijn onvoldoende in staat om het gat in de businesscase te vullen.
- Hierdoor zal elektrolyse zonder interventie maar beperkt van de grond komen.
- Een subsidie tussen de € 6 /kg en € 9 /kg vult het gat in de businesscase en zorgt voor de realisering van elektrolysecapaciteit in 2030. De hoogte hiervan is afhankelijk van de opzet van de subsidie en het aantal subsidiabele uren.

## Een toename van elektrolysecapaciteit leidt tot een toename van elektriciteitsproductie uit WOZ

- Het verdienmodel van WOZ staat onder druk. De vraag naar elektriciteit loopt achter op het aanbod dat WOZ kan bieden.
- De verwachting is dat deze mismatch richting 2030 verder toeneemt.
- Elektrolyzers leveren additionele flexibele vraag, waardoor elektriciteit van wind kan worden afgezet.
- Daarnaast is één van de eisen in de Gedelegeerde Handeling (DA) dat waterstof alleen als groen kan worden bestempeld als de elektrolyser elektriciteit 'koopt' vanuit additionele duurzame opwek.
- Op beide manieren zorgt elektrolyse voor additionele capaciteit van elektriciteitsproductie uit WOZ.

## De capaciteit van elektrolyse en de capaciteit van WOZ hebben beide invloed op het aantal vollasturen van andere flex-opties en op de inzet van fossiele centrales.



# Stimuleren van elektrolyse leidt tot hogere elektriciteitsprijs, en heeft daarmee impact op het energiesysteem

## 1 Op energiesysteemniveau bepaalt de capaciteit van WOZ de elektriciteitsprijs en daarmee de marktgedreven inzet van elektrolyse

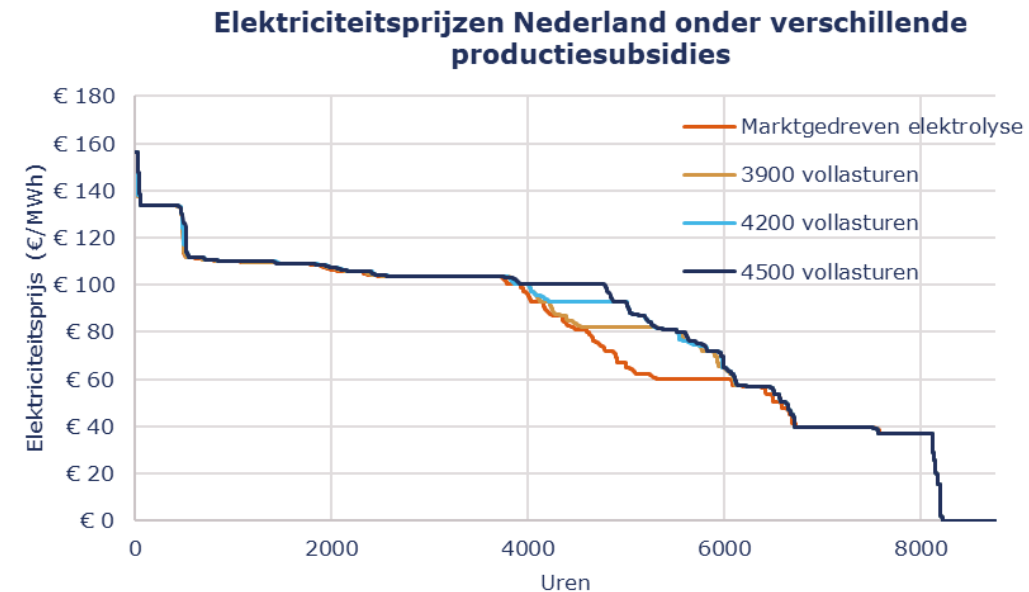
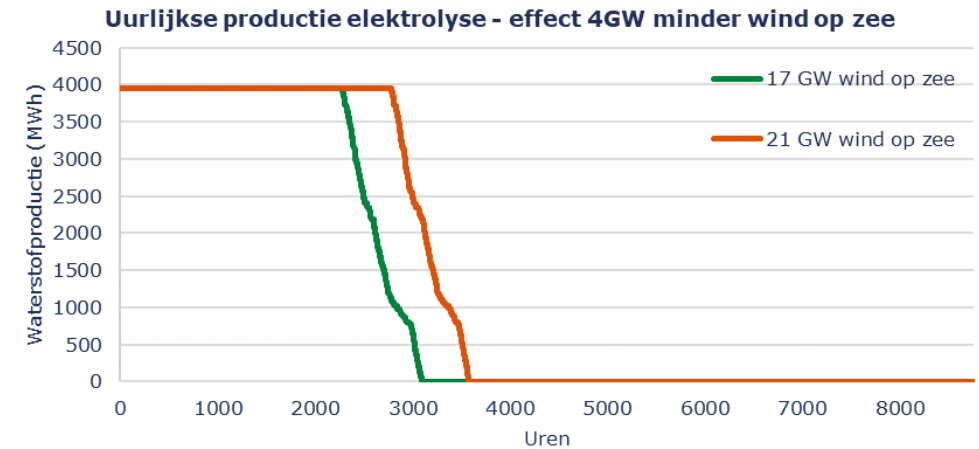
- WOZ drukt de elektriciteitsprijs. Wanneer er minder elektriciteit uit WOZ gerealiseerd wordt, stijgt de elektriciteitsprijs.
- Een hogere elektriciteitsprijs heeft effect op alle actoren in het energiesysteem.
- Voorbeelden van actoren die reageren op de elektriciteitsprijs zijn elektrolyse, back-up-centrales en interconnectie (buitenlandse vraag).

## 4 GW minder capaciteit uit WOZ leidt tot 500 minder elektrolyse- vollasturen

- In het basisscenario gaan we uit van 21 GW capaciteit uit WOZ en 4 GW uit elektrolyzers. Dit leidt gemiddeld tot 3.150 marktgedreven vollasturen voor elektrolysecapaciteit.
- Indien we uitgaan van 17 GW uit WOZ, loopt dit aantal terug naar 2.650 vollasturen (zie bovenste figuur).

## Het stimuleren van vollasturen (boven de marktgedreven vollasturen) heeft een waarneembaar effect op de elektriciteitsprijs in Nederland

- Wanneer we aannemen dat elektrolyse tot een bepaald aantal vollasturen gesubsidieerd wordt (3.900, 4.200 of 4.500), drijft dit de elektriciteitsprijs in deze uren op (zie onderste figuur).
- De elektriciteitsprijs wordt alleen beïnvloed in de uren dat de elektrolyser draait boven de marktgedreven vollasturen.





# Groter aantal vollasturen heeft effect op elektriciteitsprijs en de inzet van fossiele centrales in binnen- en buitenland

2

## Subsidiëring van vollasturen boven de marktgedreven inzet van elektrolyzers leidt tot meer productie in aardgascentrales

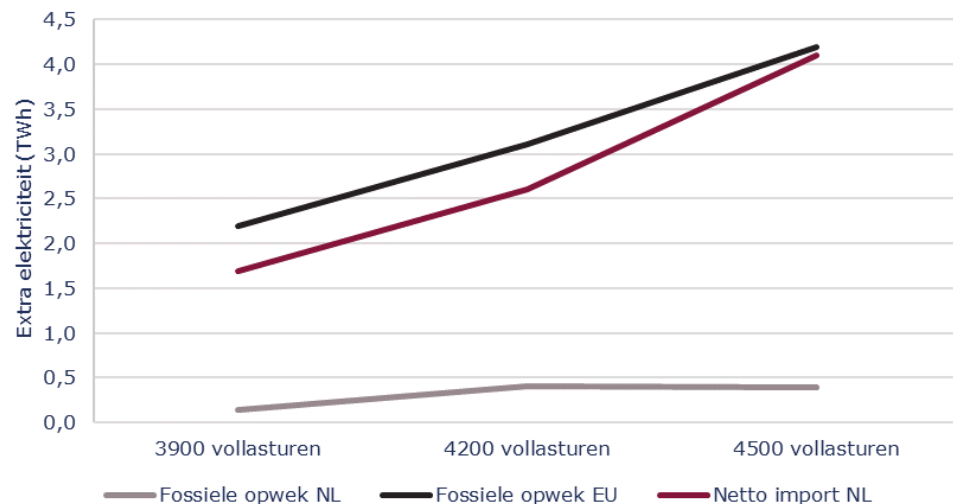
- Bij het invoeren van een productiesubsidie op vollasturen boven de marktgedreven inzet stijgen zowel elektriciteitsgebruik als elektriciteitsprijs.
- In deze vraag wordt voorzien door de goedkoopste elektriciteitsproducent in de merit order (die met de laagste marginale kosten). In dit geval is dat een combinatie van import en meer inzet van aardgascentrales.
- Importeren leidt tot inzet van aardgascentrales in het buitenland. De inzet van centrales stijgt dus in binnen- en buitenland. Het subsidiëren van elektrolyse boven de marktgedreven vollasturen leidt dus tot inzet van aardgascentrales (zie onderstaand figuur).

3

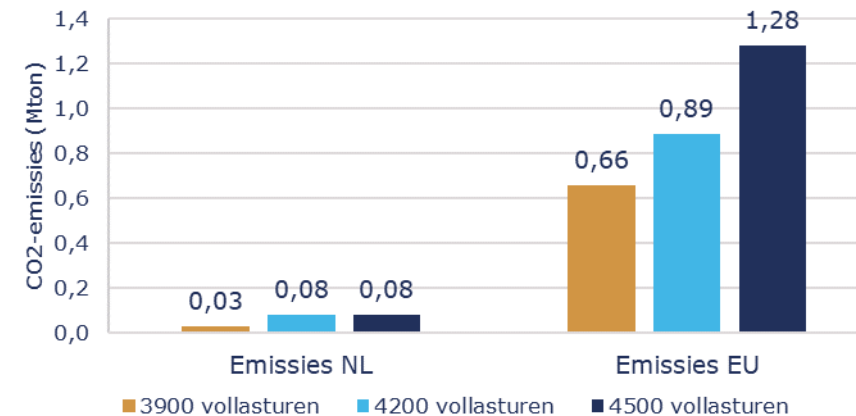
## Hierdoor kunnen additionele emissies optreden binnen Europa, maar wanneer er geen ETS-rechten beschikbaar zijn zal dit leiden tot minder uitstoot elders in het systeem

- Deze extra elektriciteitsproductie uit fossiele bronnen heeft broeikasgasemissies tot gevolg. De toename in emissies varieert afhankelijk van het aantal vollasturen. In de gekozen varianten gaat het om jaarlijks 0,7 tot 1,3 Mton CO<sub>2eq</sub> in 2030 ten opzichte van de situatie zonder productiesubsidie (som van binnen- en buitenland).
- Echter hoeft dit niet te leiden tot netto uitstoottoename in Europa. Er moeten voor deze elektriciteitsproductie namelijk ETS-rechten aangeschaft worden. Deze worden dus elders in het systeem onttrokken. Dit geldt alleen wanneer er geen rechten meer beschikbaar zijn.

Extra fossiele opwek en import bij verschillende productiesubsidies



Emissies van inzet centrales



# Er is een gat in de businesscase voor elektrolyse; om dit te overbruggen zijn drie subsidievarianten onderzocht

## a De businesscase van elektrolyse (100 MW) is niet rendabel

- In deze businesscase gaan we uit van een elektrolyser van 100 MW, 4200 vollasturen en een marktgebaseerde elektriciteitsprijs in 2030<sup>1</sup> (zie [bijlage I](#)).
- De investeringskosten, nettarieven en kosten voor elektriciteit hebben de grootste impact op de businesscase.
- Er is gerekend met de grijze waterstofprijs + een ETS-supplement. Hiermee zijn de totale inkomsten door verkoop van waterstof te laag om de businesscase te dekken (€ 2,79/kg).
- Bij verschillende kostencomponenten heerst grote onzekerheid. Zo lopen schattingen van bijvoorbeeld investeringskosten uiteen tussen 1.400 €/kW en 2.800 €/kW (nu gerekend met 2.200 €/kW).

### Variant 1: 40% CapEx + overige deel OpEx<sup>2</sup>

De overheid subsidieert 40% van de totale investeringskosten van de elektrolyser. Het resterende gedeelte van de gat wordt gedicht door een subsidie op de variabele kosten. Deze subsidie is maximaal € 9/kg en heeft een looptijd tot 15 jaar.

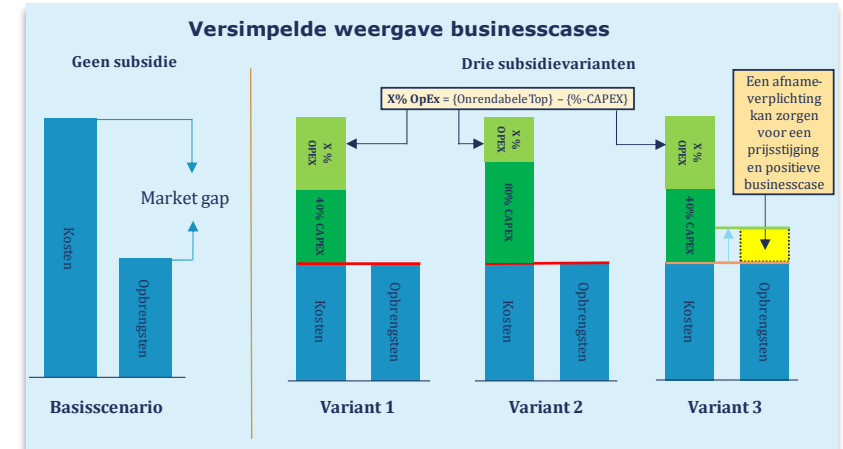
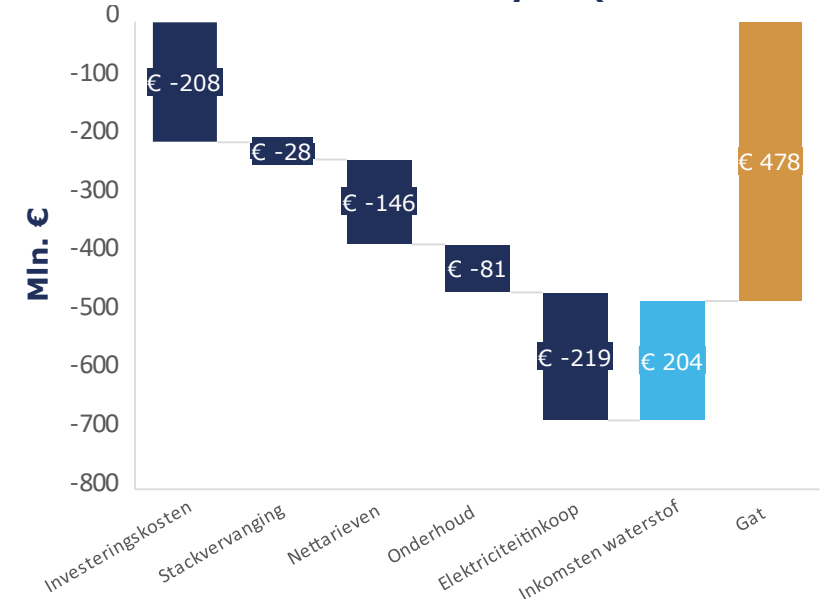
### Variant 2: 80% CapEx + overige deel OpEx<sup>2</sup>

80% van de CapEx is subsidiabel. Het resterende gedeelte wordt tegemoet gekomen in de vorm van een subsidie op de variabele kosten. Deze subsidie is maximaal € 9/kg en heeft een looptijd tot 7 jaar.<sup>3</sup>

### Variant 3: 80% CapEx + rest OpEx + 20% afnameverplichting<sup>2</sup>

Dit is variant 2 maar dan met een aanvullende afnameverplichting. Dit betekent dat ten minste 20% van elke kilo afgenomen waterstof in de industrie groen moet zijn. Hierdoor zal de vraag en inherent de prijs van groene waterstof toenemen.

Kosten breakdown elektrolyser (verdisconteerd)



1) Er wordt gerekend met één prijsreeks van 2030 voor alle operationele uren.

2) De drie subsidievarianten die in de analyse worden gebruikt zijn slechts voorbeelden. In de praktijk hebben indieners van een subsidieaanvraag zelf keuzeruimte.

3) De looptijd van 7 jaar is als voorbeeld genomen. Dit kan lager of hoger worden bij de werkelijke subsidie

# De subsidievarianten verschillen in subsidie-intensiteit: vollasturen hebben veel impact op de subsidie per kg

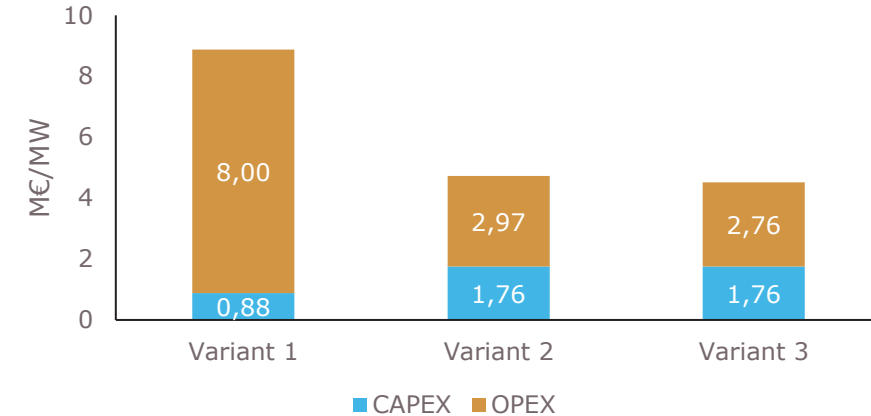
## b De subsidie-intensiteit in mln. € per MW verschilt aanzienlijk tussen variant 1 en varianten 2 en 3

- Wanneer we uitgaan van 4.200 vollasturen heeft variant 1 een subsidie-intensiteit van ongeveer 8,9 miljoen euro per MW. Voor de varianten 2 en 3 is dit respectievelijk 4,7 en 4,5 miljoen euro per MW.
- Dit verschil is met name te verklaren door de looptijd van de subsidie. In varianten 2 en 3 stopt de OpEx subsidie na jaar 7. Er wordt aangenomen dat de elektrolyser 4.200 vollasturen operationeel is.

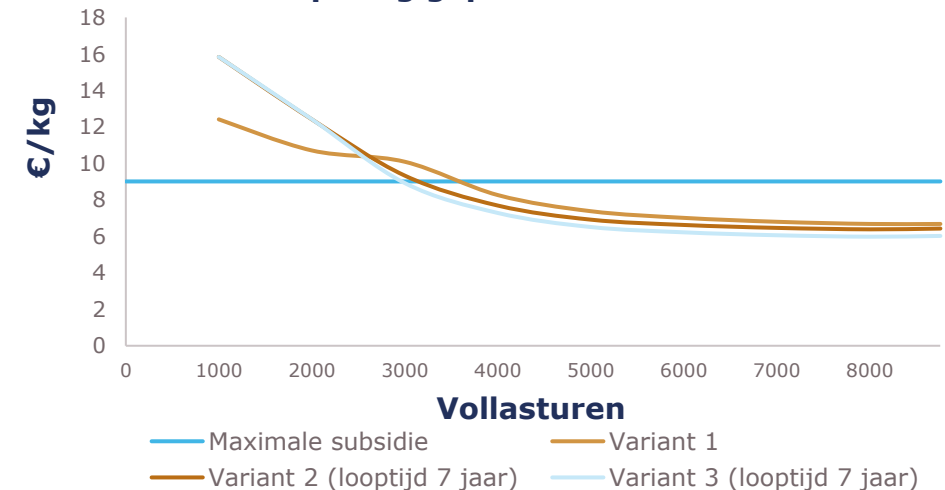
## De subsidie per kg geleverde waterstof neemt af met het aantal vollasturen

- Naarmate er meer uren per jaar gesubsidieerd worden neemt de subsidie per kg waterstof af.
- Hier komt de subsidie gegeven in varianten 2 en 3 bij ongeveer 3.000 vollasturen onder de subsidie van variant 1. Dit heeft te maken met de looptijd van de subsidie.

Subsidie-intensiteit (100 MW elektrolyser, 4200 vollasturen)



Subsidie per kg geproduceerde waterstof

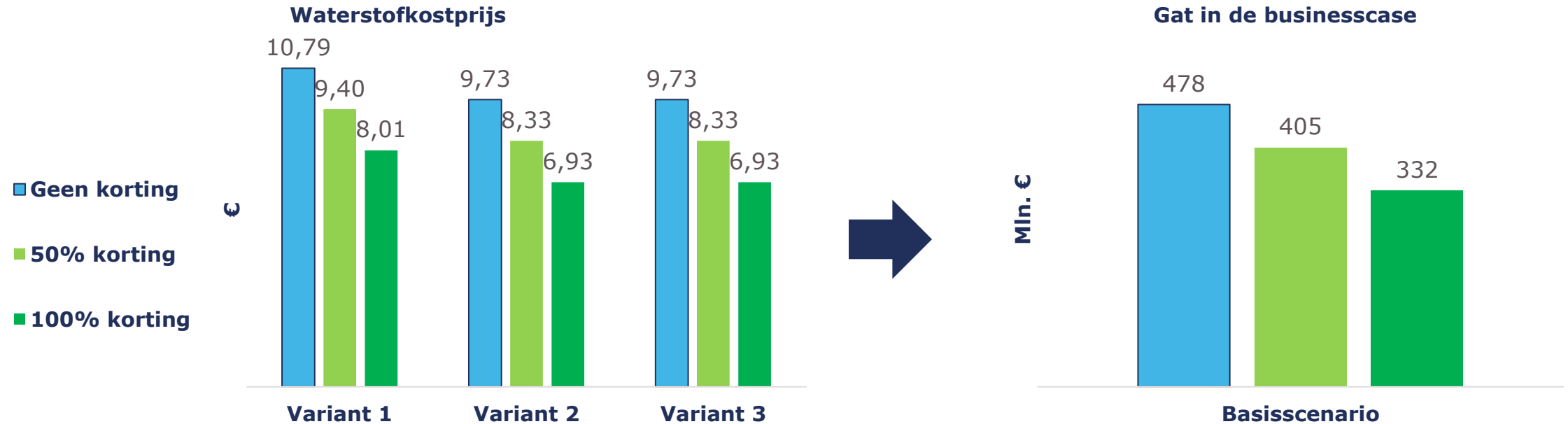


1) Variant 2 en 3 kennen een OPEX subsidie van 7 jaar.

# De netkosten hebben een grote impact op de waterstofprijs en het gat in de businesscase

C

Om te kijken wat de implicaties zijn van een korting op de netkosten is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd.



## Waterstofkostprijs

- De waterstofkostprijs neemt af naarmate de korting op de netkosten toeneemt.
- Bij een korting van 50% op de netkosten neemt de waterstofkostprijs af met €1,40 per kg en bij een korting van 100% neemt deze af met €2,80 per kg ten opzichte van de situatie zonder korting. De invloed van de korting op de waterstofprijs heeft een lineair verband.

## Gat in de businesscase

- Het verdisconteerde gat in de businesscase is met aangenomen waarden 478 mln. euro.
- Wanneer de netkosten gehalveerd worden, of helemaal verdwijnen, wordt dit gat respectievelijk 405 mln. of 332 mln. euro.
- Door het wegvallen van de netkosten wordt het gat in de businesscase met 30 % verkleind.

# Een lagere elektriciteitsprijs verkleint het gat in de BUCA, maar onrendabele top blijft bestaan

C

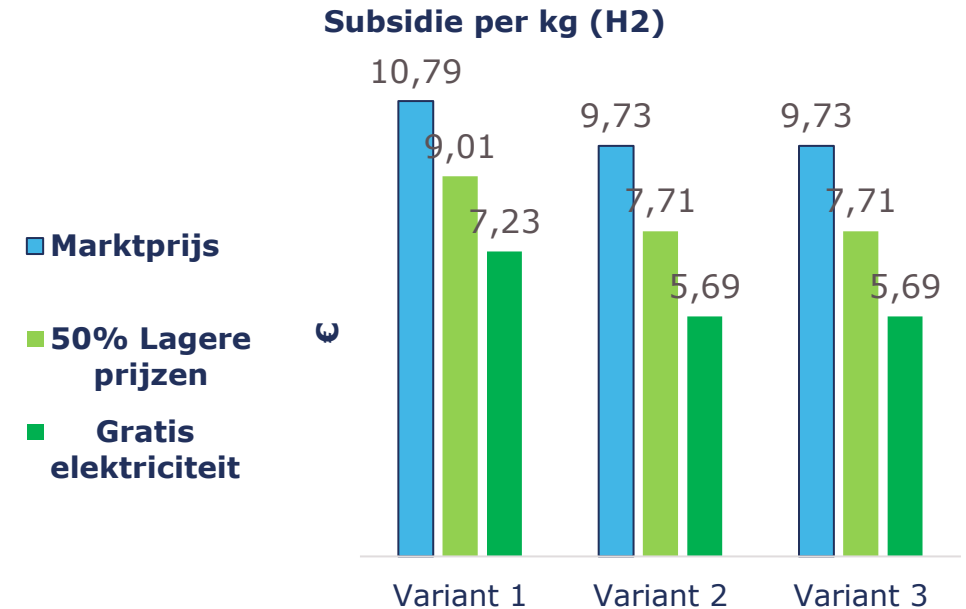
## Na 2030 wordt er een lagere elektriciteitsprijs verwacht, waardoor de kosten voor elektriciteit verlaagd worden

- Door de toename van meer duurzame energie in het energiesysteem ontstaat de verwachting dat de elektriciteitsprijs vaker laag zal zijn.
- Om de impact op de businesscase van elektrolyse te bepalen, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd van de elektriciteitsprijs.
- Hierbij is voor alle vollasturen in het jaar gekeken naar het effect van een lagere elektriciteitsprijs (50% lager) en het effect van het gratis verkrijgen van elektriciteit.
- Het effect van eventueel negatieve prijzen is niet meegenomen.

## Waterstofkostprijs ligt ook met gratis elektriciteit boven de marktwaarde

De verwachting is dat er na 2030 meer uren zullen ontstaan met lagere prijzen

- De elektriciteitsprijs heeft een grote impact op de waterstofkostprijs, het gratis verkrijgen van elektriciteit drukt de waterstofkostprijs.
- De waterstofkostprijs ligt echter voor alle varianten nog ver boven de marktwaarde van waterstof (grijze waterstof + ETS = € 2,79 per kg).
- Dit betekent dat een lagere elektriciteitsprijs alleen niet zorgt voor een rendabele businesscase.



# Aan de hand van de conclusies komen we tot een viertal adviezen over de inrichting van een subsidiemechanisme

- 1. Stimuleer elektrolyse niet alleen om waterstof te produceren, maar houd ook rekening met andere systeemfuncties waar elektrolyse kan bijdragen.** Dit heeft namelijk ook impact op hoe je het subsidieregime vorm geeft. Wanneer waterstofproductie geen doel is, kan je tot een beperkt aantal vollasturen subsidiëren. Het stimuleren van elektrolyse zorgt ook voor extra elektriciteitsvraag waardoor er meer wind op zee gerealiseerd wordt, het bouwen van elektrolysecapaciteit kan de investeringskosten van nieuwe elektrolyse verlagen, en er wordt capaciteit gerealiseerd die later in tijd nodig is (wanneer er meer overschotten zijn en geen subsidie meer nodig is).
- 2. Houd rekening met het effect van veel gestimuleerde vollasturen.** Het aantal vollasturen elektrolyse heeft impact op het energiesysteem en kan ervoor zorgen dat duurzame elektriciteit naar elektrolyse gaat terwijl het ook anders in het systeem ingezet kan worden. In het Europese energiesysteem gaan centrales aan wanneer elektrolyse veel vollasturen heeft (en dit levert indirecte emissies op). Dit effect ontstaat vanaf ongeveer 3.500 vollasturen, en wordt groter naarmate het aantal vollasturen toeneemt.
- 3. Zorg voor een OpEx-deel in de subsidievariant zolang de jaarlijkse kosten hoog blijven.** Alleen een CapEx subsidie dekt de kosten niet. Door de jaarlijkse net-, onderhouds- en elektriciteitskosten is een elektrolyser niet rendabel. Daarom zal er een OpEx-deel noodzakelijk zijn om waterstof te produceren met de elektrolyser. Dit OpEx deel neemt af wanneer de jaarlijkse kosten dalen.
- 4. Zet in op het verkleinen van de netkosten voor elektrolyse.** Netkosten hebben een grote impact op de businesscase van elektrolyse. Elektrolyse kan wanneer het op de juiste manier ingezet wordt én op de juiste plek staat het net ontlasten. Hierdoor speelt het een rol in balanceren en het vermijden van netcongestie, waardoor een korting op de nettarieven gerechtvaardigd is. Kijk bijvoorbeeld naar de ontwikkelingen rondom de korting op nettarieven voor batterijen.



### 3. Resultaten Energiesysteemanalyse

# In de eerste iteratie kijken we naar het effect van verschillende vollasturen voor elektrolyse

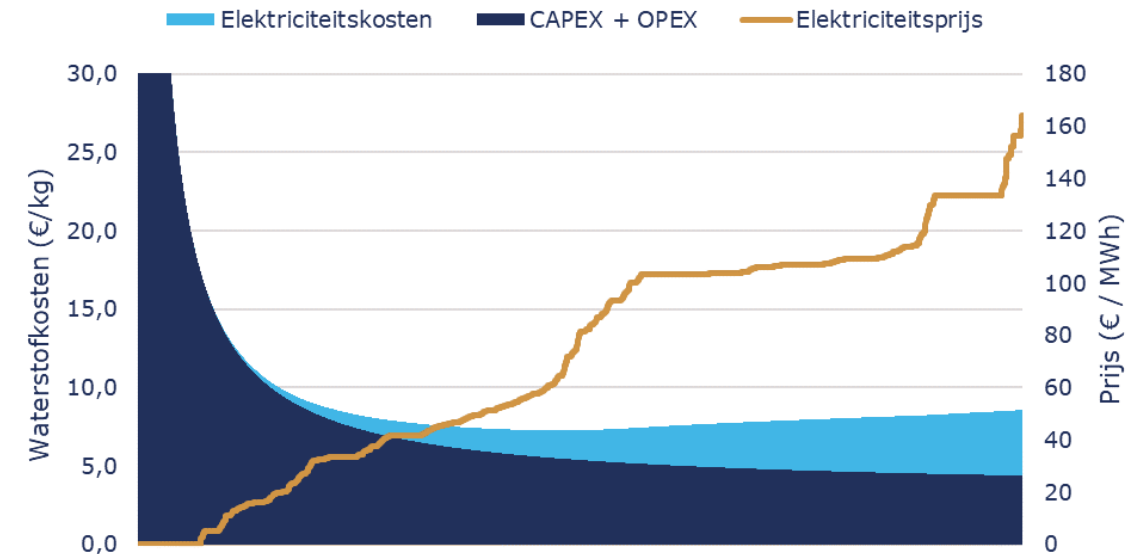
Om de effecten van een OpEx-subsidie te onderzoeken, simuleren we de gevolgen van een verschillend aantal gesubsidieerde vollasturen

Het uitgangspunt is om de OpEx-subsidie te simuleren met een gelijke werking als de SDE++: subsidie wordt verschaft tot een maximum aantal vollasturen, waarbij aangenomen wordt dat elektrolyzers dat als minimum hanteren om hun winst te maximaliseren. Om tot een streefgetal te komen, schetsen we het effect van de volgende vollasturen:

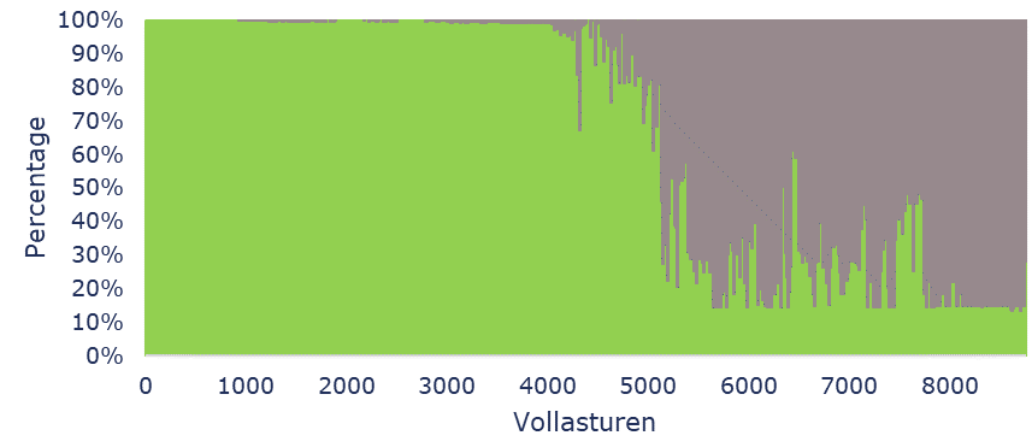
- De marktgedreven vollasturen als resultaat uit de marktsimulatie: **3.150**
- Het optimum van een elektrolyser screening-curve (zie figuur): **4.200**
- Uitkomsten SDE++ 2022 & 2023: **4.200** & **3.600\*** (o.b.v. elektriciteitsmarkt in 2032 & 2034)
- Het aantal vollasturen van WOZ: **4.500**

Gegeven de Europese Gedelegeerde Handeling is het aantal vollasturen van WOZ een bovengrens van de productiesubsidie. Er worden vier simulaties uitgevoerd, met naast de marktgedreven situatie een productiesubsidie op 3.900, 4.200 en 4.500 vollasturen. Dit houdt in dat de elektrolyzers in dit marktmodel jaarlijks minstens voornoemd aantal vollasturen moeten produceren. De marktgedreven situatie is de hypothetische situatie waarin het streefgetal aan geïnstalleerde capaciteit elektrolyse in 2030 gerealiseerd is, maar deze zonder subsidie op de markt opereert met marginale kosten.

Electrolyser screening curve 2030



Aandeel hernieuwbaar in productiemix



# Het aantal vollasturen van elektrolyse is prijsbepalend voor ca. 2000 uur per jaar

## Wanneer het aantal vollasturen gevarieerd wordt op een jaar- gemiddelde, heeft dit effect op de elektriciteitsprijs

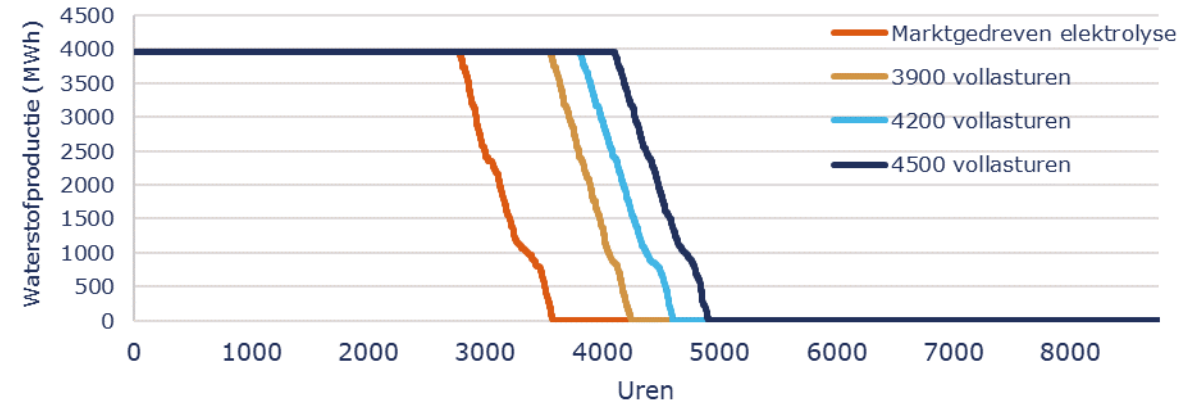
De bovenste figuur laat de gesorteerde productie-uren zien van elektrolyse in Nederland in 2030, als resultaat van de eerste marktsimulaties met het I-ELGAS model. Het productieprofiel blijft grotendeels gelijk voor verschillende subsidies, gezien de elektrolyzers in elk geval de uren met de laagst beschikbare elektriciteitsprijzen benutten. De marktgedreven situatie (zonder subsidie) resulteert in **3.150** vollasturen.

In de simulaties met productiesubsidies op 3.900, 4.200 en 4.500 vollasturen is een zichtbaar effect op de elektriciteitsprijzen aanwezig (zie figuur onder). De uren met de laagste prijzen zijn in de hypothetische marktgedreven situatie al benut door elektrolyzers. De productiesubsidie heeft dus voornamelijk effect op de prijzen tussen € 60,- en €100,-/MWh:

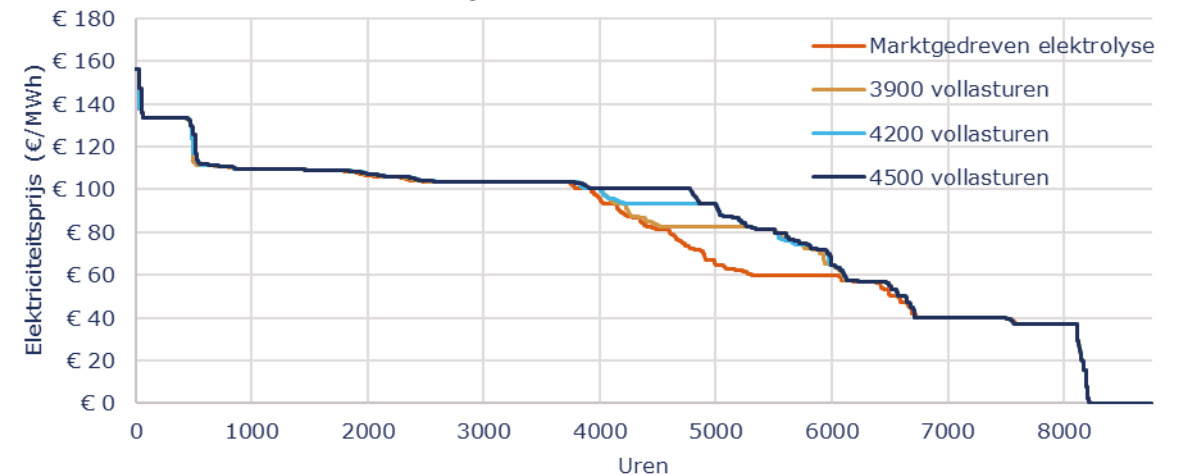
- Voor prijzen onder de €60/MWh worden elektrolyzers in alle scenario's al volledig ingezet
- Voor prijzen boven de €100/MWh worden elektrolyzers in geen van de scenario's ingezet

De 2.000 uren waarbinnen deze elektriciteitsprijzen optreden, worden het meest beïnvloed door elektrolyse.

Uurlijkse productie elektrolyse onder verschillende productiesubsidies



Elektriciteitsprijzen Nederland onder verschillende productiesubsidies

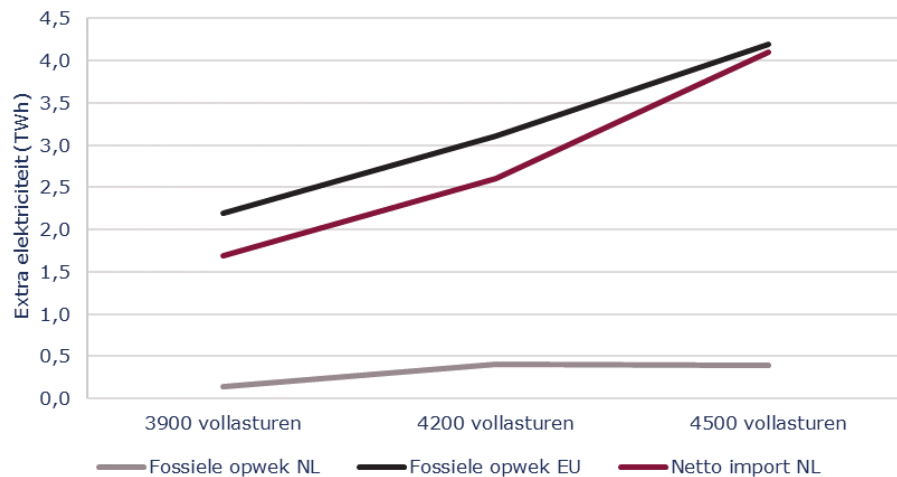


# Het aantal vollasturen heeft effect op de inzet van fossiele centrales in binnen- en buitenland

## Subsidiëring van vollasturen boven de marktgedreven inzet van elektrolyzers leidt tot meer productie in aardgascentrales

- Bij het invoeren van een productiesubsidie met voorgeschreven aantal vollasturen boven de marktgedreven inzet stijgen zowel elektriciteitsgebruik als elektriciteitsprijs.
- In deze vraag wordt voorzien door de goedkoopste elektriciteitsproducent in de merit order (die met laagste marginale kosten). In dit geval is dit een combinatie van import en meer inzet van aardgascentrales.
- Importeren leidt tot inzet van aardgascentrales in het buitenland. De inzet van centrales stijgt dus in binnen- en buitenland. Het subsidiëren van elektrolyse boven marktgedreven vollasturen leidt dus tot inzet van aardgascentrales (zie onderstaande figuur).

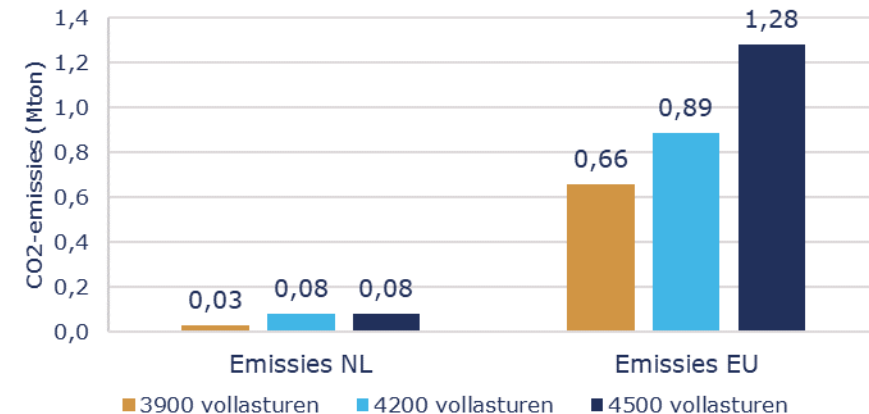
Extra fossiele opwek en import bij verschillende productiesubsidies



## Additionele emissies ten gevolge van hogere vollasturen zijn bruto 0,7 tot 1,3 Mton binnen Europa

- Deze extra elektriciteitsproductie uit fossiele bronnen heeft broeikasgasemissies tot gevolg. De toename in emissies varieert afhankelijk van het aantal vollasturen, in de gekozen varianten gaat het om jaarlijks 0,7 tot 1,3 Mton CO<sub>2</sub><sub>eq</sub> ten opzichte van de situatie zonder productiesubsidie (som van binnen- en buitenland). Door de mogelijkheid tot "sparen" in het ETS-systeem en de relatief kleine toename in emissies op EU-schaal, wordt het effect op de ETS-prijs verwaarloosbaar geacht.
- Volgens de Gedelegeerde Handeling wordt waterstof alleen als groen bestempeld als de elektrolyse aangesloten is op een additioneel windpark. Daarom leidt additionele elektrolysecapaciteit tot meer netto productie uit WOZ. Het netto effect van de elektrolyser op de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot zal dus lager liggen.

Extra emissies bij verschillende productiesubsidies



# Lagere capaciteit uit WOZ verhoogt de elektriciteitsprijzen en verlaagt de inzet van elektrolyzers

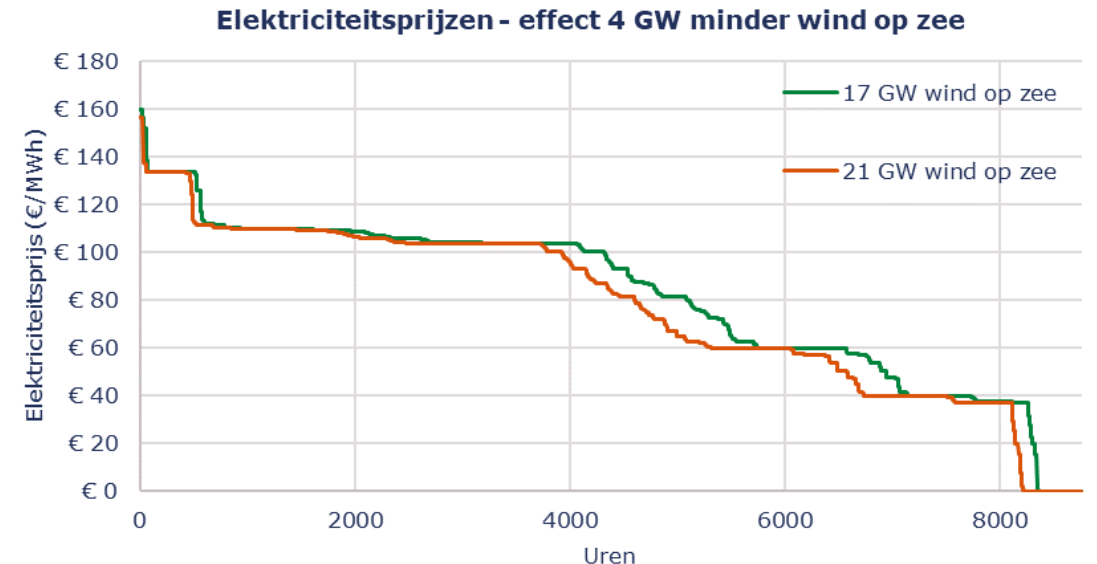
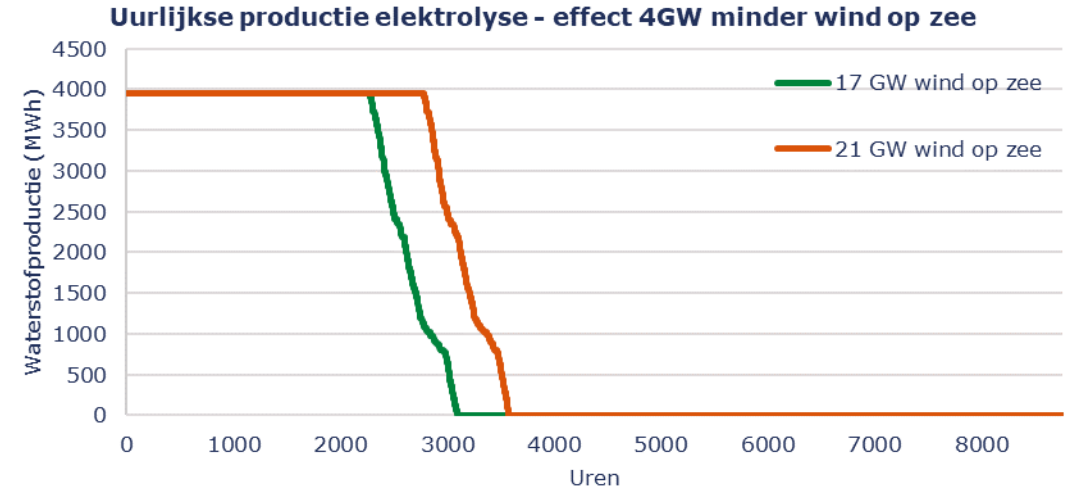
## Prijsstijging en minder vollasturen als gevolg van minder WOZ

Het IP2024 gaat uit van een geïnstalleerde capaciteit uit WOZ in 2030 van 21 GW. De aanvullende routekaart WOZ schetst 17 GW i.v.m. de haalbaarheid van het net op zee. Om de gevolgen daarvan in beeld te brengen, voeren we een extra simulatie met 17 GW WOZ in 2030 uit. Deze sensitiviteitsanalyse is een aanvullende simulatie met als enige verschil een capaciteit van WOZ van 17 GW.

Zoals verwacht dalen de marktgedreven vollasturen van de elektrolyzers: van **3.150** naar **2.650** vollasturen. De inzet van elektrolyse bij de laagste elektriciteitsprijzen is sterk afhankelijk van het aanbod hernieuwbare elektriciteit.

Het effect op de elektriciteitsprijzen van minder capaciteit uit WOZ is namelijk als volgt: een gemiddelde prijs van €81,-/MWh ten opzichte van de eerdere €77,-/MWh (**+6%**) in het geval van 21 GW uit WOZ. De extra emissies ter gevolge van de lagere capaciteit wind op zee bedragen **0,4 Mton CO<sub>2</sub>**.

N.B. De additionaliteitseis van de gedelegeerde handeling over REDII wordt niet expliciet gemodelleerd. Wel zijn de resultaten in lijn met deze additionaliteitseis, zoals onderzocht in het H2SMS project.



# Minder elektrolysecapaciteit leidt tot meer curtailment en meer uren met lagere elektriciteitsprijzen

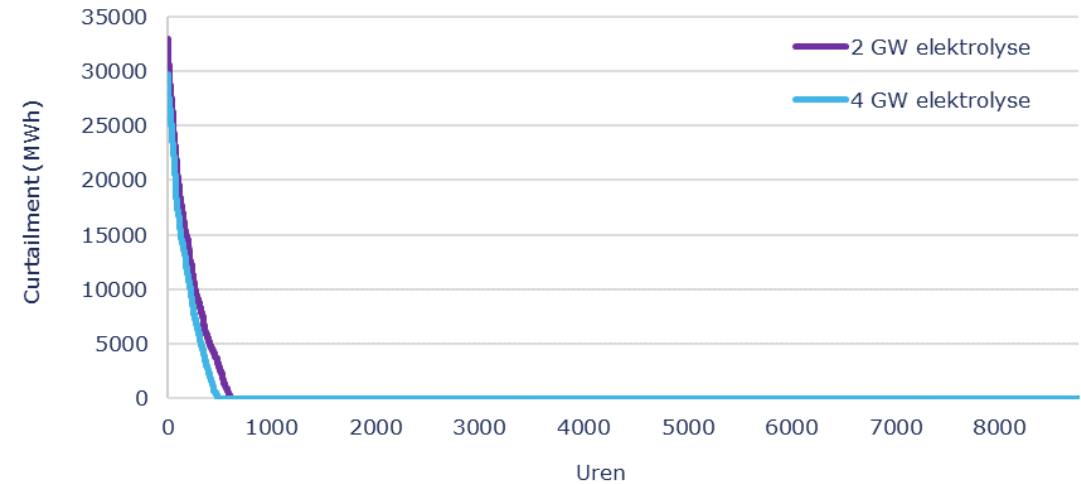
## Prijsdaling en curtailment bij lagere elektrolysecapaciteit

- Het nationale doel van 4 GW elektrolysecapaciteit in 2030 is door het IP2024 meegerekend. Deze doelstelling geeft door tegenvallende realisatie van WOZ en de elektrolysetechnologie nog grote onzekerheid.
- Om het effect van een tegenvallende elektrolysecapaciteit te bepalen, wordt daarom een extra simulatie uitgevoerd met **2 GW** elektrolysecapaciteit. In beide simulaties is uitgegaan van een productiesubsidie op 4.200 vollasturen.
- Bij het verminderen van de elektrolysecapaciteit wordt een overschot aan hernieuwbare energie verwacht. Dit is te duiden met de uurlijkse curtailment van hernieuwbare opwek, te zien in de figuur boven. Van zowel WOZ, wind op land, als zon PV was dit jaarlijks totaal **5 TWh**, in het geval van 4 GW elektrolyse. In het geval van 2 GW elektrolyse stijgt de curtailment naar **7 TWh** per jaar.
- De elektriciteitsprijzen dalen ook als gevolg van de verminderde elektrolysecapaciteit: van €81,-/MWh in het geval van 4 GW elektrolyse met productiesubsidie, naar €76,-/MWh in het geval van 2 GW elektrolyse (**-5%**).

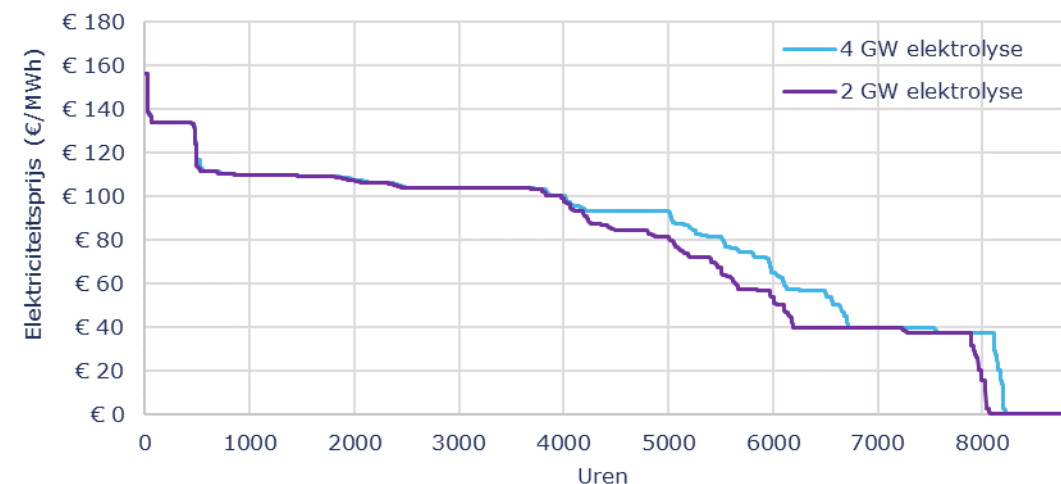
## De businesscase van WOZ verslechtert ten gevolge van lagere elektrolysecapaciteit

- Inzet van elektrolyse verhoogt de elektriciteitsprijs in tijden van wind opwek. Hierdoor wordt de productie uit WOZ rendabeler.
- Dit effect kan groter zijn dan de geschatte 5%, waardoor het voor kan komen dat windparken niet gebouwd worden. In dat geval leidt te weinig elektrolysecapaciteit tot extra uitstoot, doordat de productie uit WOZ niet wordt gerealiseerd.


Curtailment hernieuwbare opwek - effect 2 GW minder elektrolyse



Elektriciteitsprijzen - effect 2 GW minder elektrolyse







## 4. Resultaten businesscase subsidievarianten

# We rekenen drie verschillende subsidievarianten door

Om de verschillende subsidiemogelijkheden te onderzoeken is er gekozen voor een tweestapsbenadering:

## I - Eerst kijken we naar het huidige basisscenario: geen subsidie

Het uitgangspunt voor de analyse is een businesscase van een elektrolyser in de huidige situatie: hier is er geen subsidie voorhanden. Doordat de kosten de opbrengsten ruimschoots overschrijden ontstaat er een market gap. Deze is afhankelijk zowel kosten als opbrengsten.

## II - Daarna analyseren we drie subsidievarianten

Om te kijken naar de mogelijkheden voor een lastenverlichtende maatregel in de businesscase is er in afstemming met het ministerie gekozen voor een drietal beleidsvarianten. Elk van deze varianten sluit de market gap volledig.

### Variant 1: 40% CapEx + overige deel OpEx

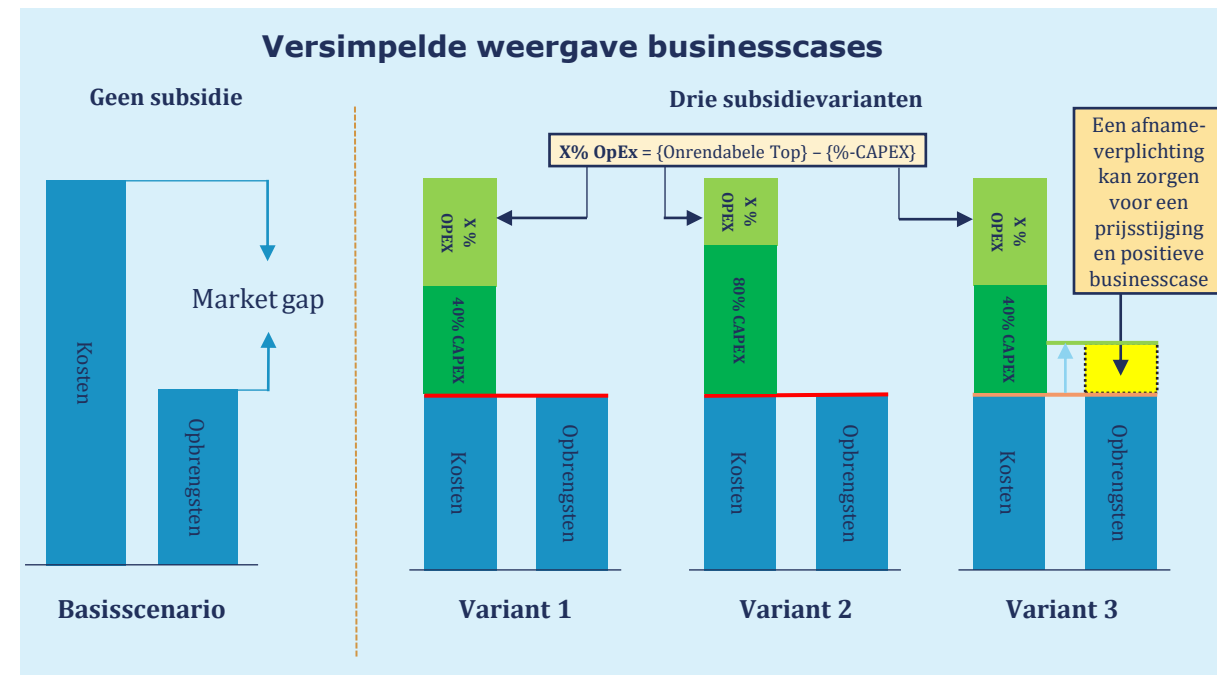
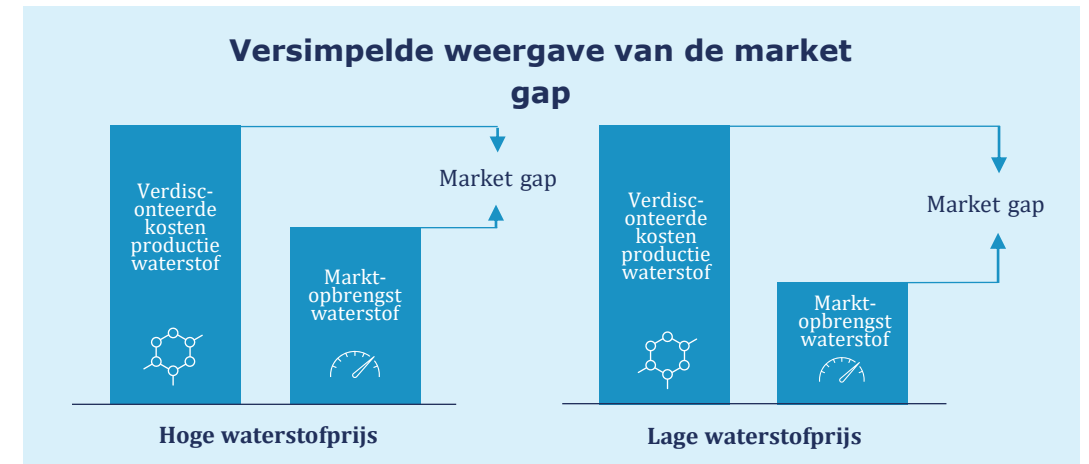
De overheid subsidieert 40% van de totale investeringskosten van de elektrolyser. Het resterende gedeelte van de market gap wordt gedicht door een subsidie op de variabele kosten. Deze subsidie is maximaal € 9/kg en heeft een looptijd tot 15 jaar.

### Variant 2: 80% CapEx + overige deel OpEx

80 % van de CapEx is subsidiabel. Het resterende gedeelte wordt tegemoet gekomen in de vorm van een subsidie op de variabele kosten. Deze subsidie is maximaal € 9/kg en heeft een looptijd tot 7 jaar.

### Variant 3: 80% CapEx + rest OpEx+ 20% afnameverplichting

Dit is variant 2, maar dan met een aanvullende afnameverplichting. Dit betekent dat ten minste 20% van elke kilo afgenomen waterstof in de industrie groen moet zijn. Hierdoor zal de vraag en inherent de prijs van groene waterstof toenemen.



# De businesscase voor een elektrolyser zonder subsidie is verlieslatend

Zoals beschreven in de methodologie wordt eerst gekeken naar de businesscase van de situatie zonder subsidie. Hiervoor zijn verschillende algemene parameters gebruikt om onder andere inzicht te krijgen in de kostenverdeling van een elektrolyser en de waterstofkostprijs.

## Algemene aannames en parameters van de businesscase (voor de totale lijst zie [bijlage I](#))

Het model heeft veel verschillende parameters op basis waarvan het tot verschillende uitkomsten kan komen. Vier algemene parameters leggen de basis:

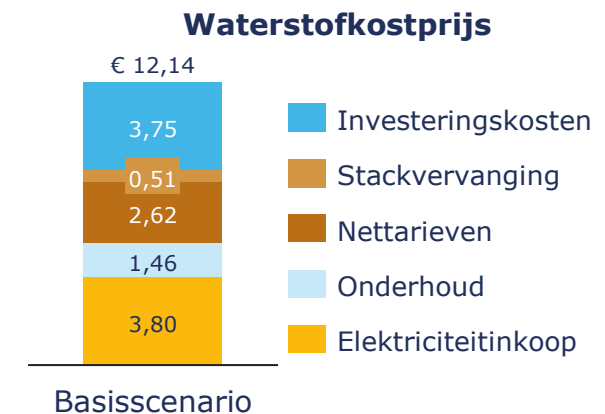
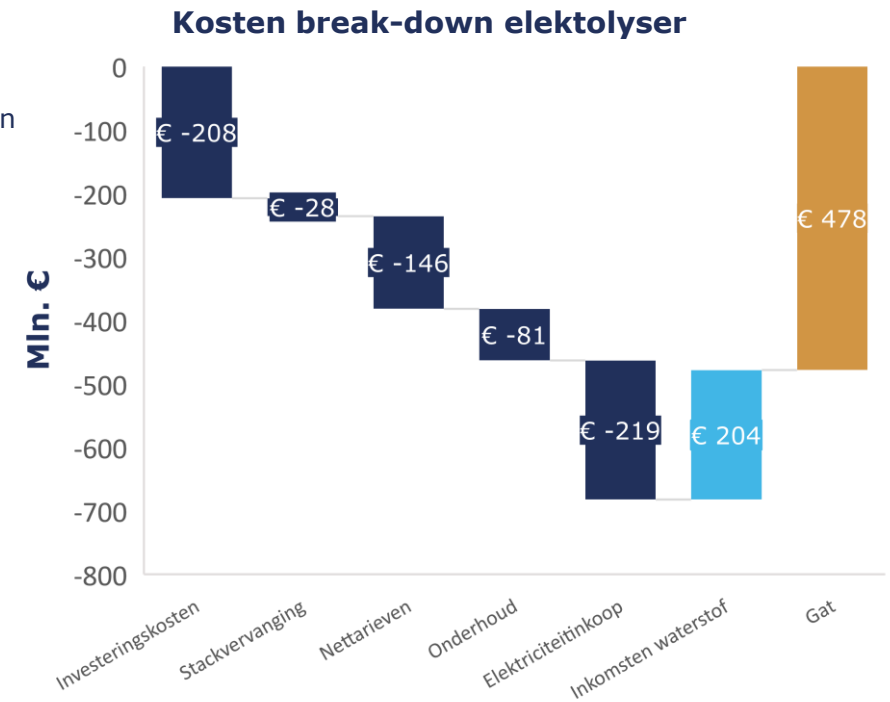
- Het aantal vollasturen waar nu vanuit wordt gegaan is 4.200 per jaar.
- De gemiddelde inkoopprijs van elektriciteit is afhankelijk van het aantal vollasturen; bij 4.200 is dit €0,05/kWh.
- De gemiddelde verkoopprijs van waterstof is gebaseerd op grijze waterstof + ETS: € 2,79 per kg.
- De getallen zijn verdisconteerd tegen een discontovoet van 6%.

## Kosten staan niet in verhouding tot de opbrengsten die de waterstof oplevert.

- Het gat in de businesscase bedraagt 478 miljoen euro. De grootste kostenposten zijn de investeringskosten, de nettarieven en de kosten voor elektriciteitsinkoop.
- De inkomsten uit waterstofverkoop leveren maar een kleine vergoeding op. Dit dekt ongeveer één derde van de businesscase.

## De waterstofkostprijs is € 12,14

- De waterstofkostprijs voortkomend uit deze businesscase bedraagt € 12,14. Dit is hoger dan de berekende kostprijs in de SDE++ subsidie van het PBL. Dit komt voornamelijk door het aantal draaiuren, waar het PBL van 5.150 uitgaat gaan wij van 4.200 draaiuren uit.
- De kostprijs wordt opgebouwd uit dezelfde categorieën als de businesscase. Investeringskosten, nettarieven en elektriciteitsinkoop hebben hier het grootste aandeel in.



# Variant 1 – Een 40%-CapEx subsidie dicht een stuk van het gat, maar is niet sluitend

In variant 1 wordt 40% van de investeringskosten vergoed. Bij een elektrolyser van 100 MW is dit € 88 mln. van de € 220 mln. Het resterende gat in de businesscase wordt aangevuld met een OpEx-subsidie.

## Algemene configuratie parameters (voor de totale lijst zie [bijlage I](#))

- Het aantal vollasturen waar nu vanuit wordt gegaan is 4.200 per jaar.
- De gemiddelde inkoopprijs van elektriciteit is afhankelijk van het aantal vollasturen. Bij 4.200 is dit €0,05/kWh.
- De gemiddelde verkoopprijs van waterstof is gebaseerd op grijze waterstof + ETS: € 2,79 per kg.
- De getallen zijn verdisconteerd tegen een discontovoet van 6%.

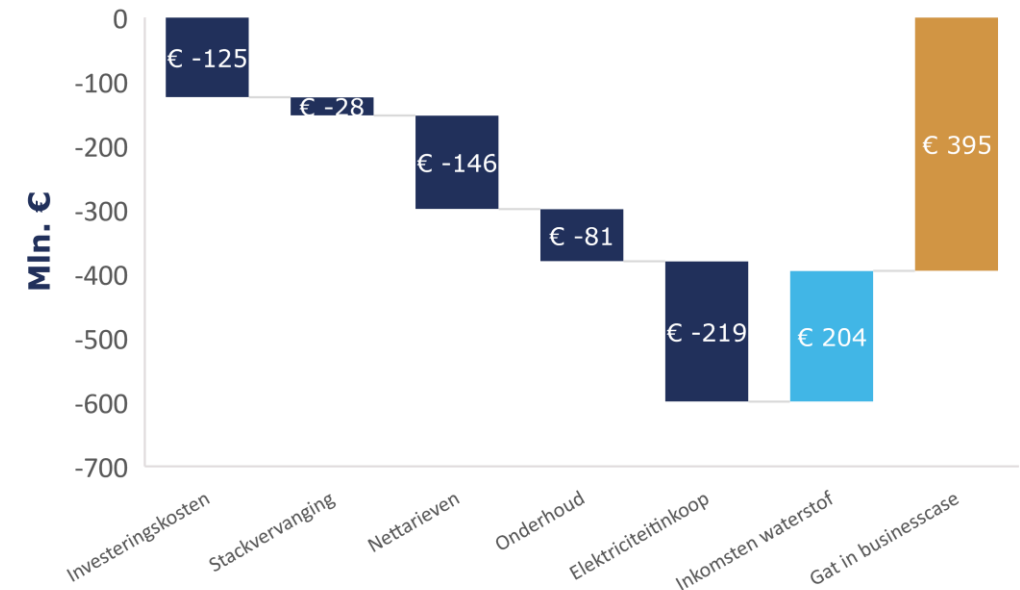
## Het gat in de businesscase wordt kleiner door de CapEx-subsidie, maar wordt niet volledig gedicht

- Het gat in de businesscase na CapEX-subsidie is € 395 miljoen (ten opzichte van € 478 miljoen in het basisscenario).
- De businesscase is dus nog niet sluitend. Het overige deel wordt vervolgens opgevuld met een OpEx-subsidie.

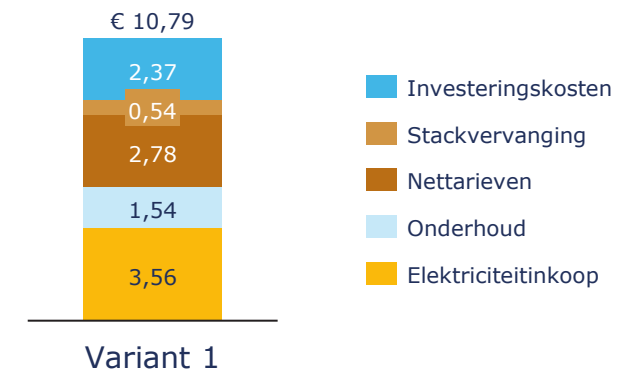
## De waterstofproductiekostprijs is € 10,79 per kg

- In de figuur (rechtsonder) is de opbouw van de kostprijs van waterstof weergegeven. Dit is dezelfde verhouding als in de bovenstaande breakdown, maar deze laat zien dat de kostprijs nog € 10,79 per kilogram is.
- Een OpEx-subsidie van € 8,00 per kg dicht het resterende gat in de businesscase, wat leidt tot een rendabele businesscase.

Kosten breakdown elektrolyser



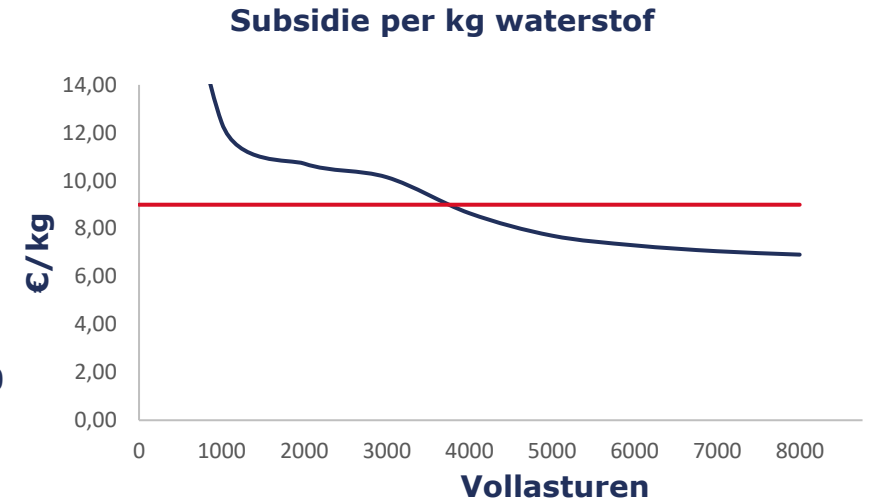
Kostprijs waterstof



# Variant 1 - Een hoger aantal vollasturen zorgt voor een lagere subsidie (per kg) maar leidt tot inzet centrales

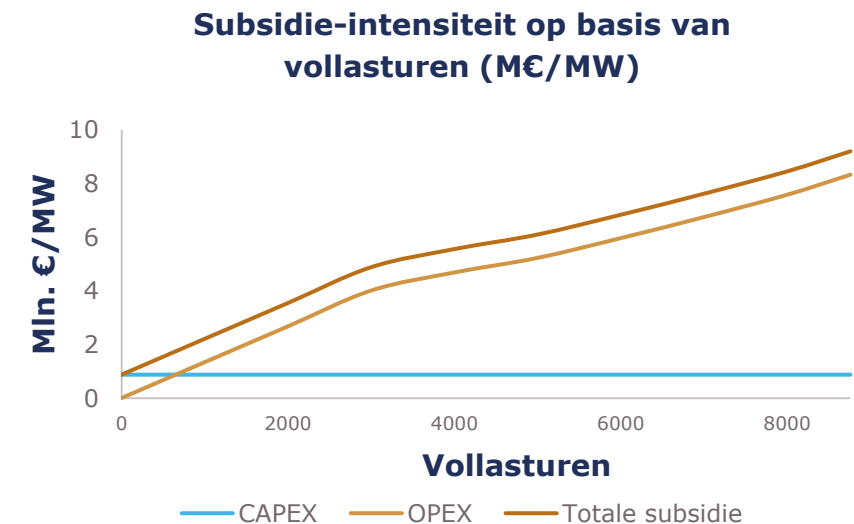
## De subsidie per kg waterstof neemt af als de elektrolyser meer draait

- De subsidie bestaat uit een CapEx-deel en een OpEx-deel. Het OpEx-deel blijft per kg waterstof gelijk terwijl het CapEx-deel daalt naarmate er meer waterstof wordt geproduceerd. Dit zorgt ervoor dat er per kilogram de minste subsidie wordt gegeven bij zoveel mogelijk draaiuren.
- De lijn is afhankelijk van de elektriciteitsprijs. Wanneer de elektrolyser meer uren produceert, wordt er relatief duurdere elektriciteit ingekocht.
- EZK geeft aan niet meer subsidie te willen verlenen dan € 9 per kilogram waterstof. Dit is aangegeven met een rode lijn in de figuur. Dit betekent dat de elektrolyser ten minste 3.750 uur zou moeten draaien.



## De subsidie-intensiteit per kg waterstof neemt af als de elektrolyser meer draait

- Intensiteit van het CapEx-deel is onafhankelijk van het aantal draaiuren.
- Het OpEx-deel van de subsidie neemt toe bij een hoger aantal vollasturen.
- Bij 4.200 vollasturen ligt de totale subsidie-intensiteit op 6,73 mln. €/MW.



# Variant 2 – Door de CapEx-subsidie zijn de nettarieven en elektriciteitskosten de grootste kosten

In variant 2 wordt 80% van de investeringskosten vergoed. Bij een elektrolyser van 100 MW is dit 176 mln. van de 220 mln. Het resterende gat in de businesscase wordt aangevuld met een OpEx-subsidie.

## Algemene configuratieparameters (voor totale lijst zie [bijlage I](#))

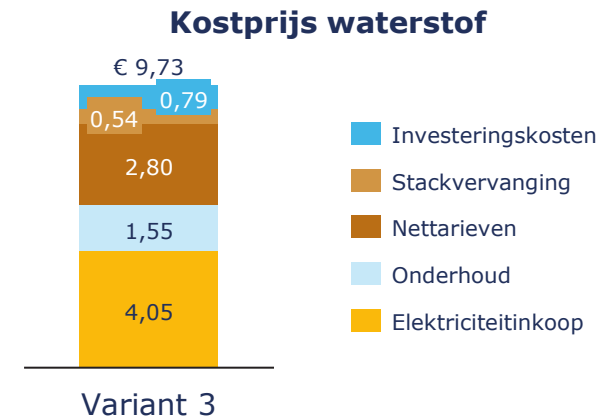
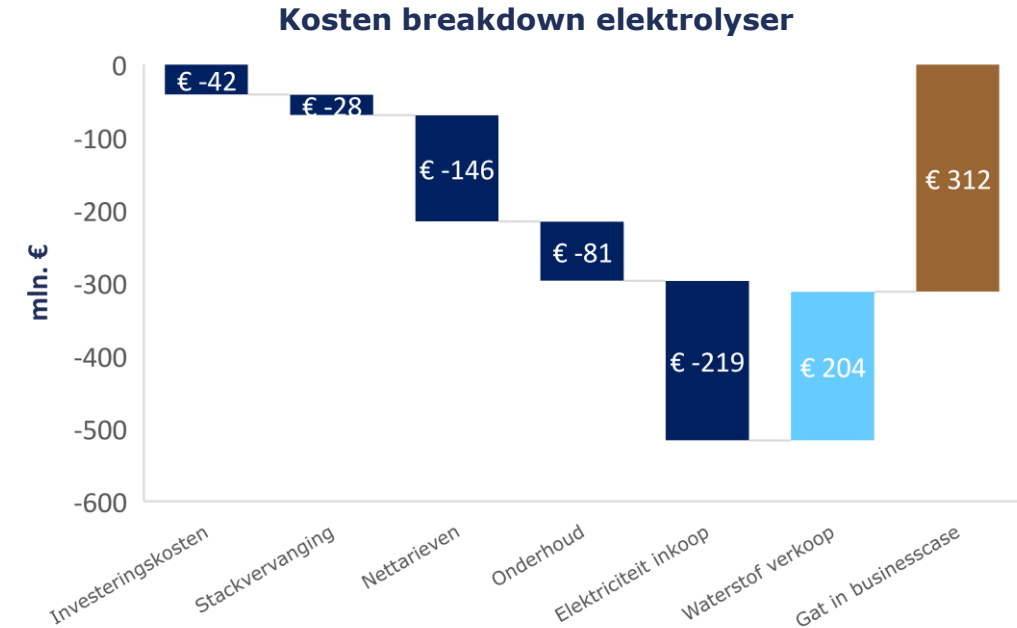
- Het aantal vollasturen waar nu vanuit wordt gegaan is 4.200 per jaar.
- De gemiddelde inkoopprijs van elektriciteit is afhankelijk van het aantal vollasturen. Bij 4.200 is dit €0,05/kWh.
- De gemiddelde verkoopprijs van waterstof is gebaseerd op grijze waterstof + ETS: € 2,79 per kg
- De getallen zijn verdisconteerd tegen een discontovoet van 6%
- De looptijd van de OpEx-subsidie is 7 jaar.

## De kostenverdeling van een elektrolyser

- Het gat in de businesscase na CapEx-subsidie is € 312 miljoen (ten opzichten van € 478 miljoen in het basisscenario).

## De waterstofproductiekostprijs is € 9,73 per kilogram

- In de figuur (rechtsonder) is de opbouw van de kostprijs van waterstof weergegeven. Deze laat zien dat de kostprijs nog € 9,73 per kg is.
- Een OpEx-subsidie van € 6,24 per kg dicht het resterende gat in de businesscase, wat leidt tot een rendabele businesscase.





# Variant 2 – Het aantal vollasturen heeft impact op de subsidie per kg en de subsidie-intensiteit

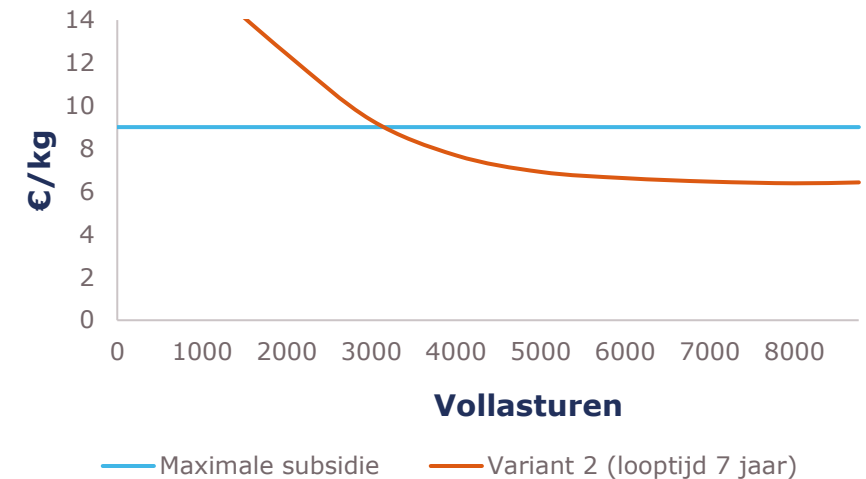
**De subsidie per kg waterstof neemt af als de elektrolyser meer draait. Hierbij zit de subsidie bij een lager aantal vollasturen al onder de grens van € 9 per kilogram**

- Het ministerie wil niet meer subsidie geven dan € 9 per kilogram.
- De subsidie per kg waterstof is hoog bij weinig vollasturen omdat de CapEx-subsidie gedeeld wordt vanwege een beperkte hoeveelheid waterstof.
- Bij 3.000 vollasturen of meer is de subsidie lager dan € 9 per kg. Dit komt doordat er gedurende de looptijd minder subsidie per kg wordt gegeven. De subsidie is dan ook niet volledig kostendekkend.
- Naarmate de elektrolyser meer vollasturen heeft, wordt er meer waterstof geproduceerd en zakt de hoeveelheid subsidie per kilogram.

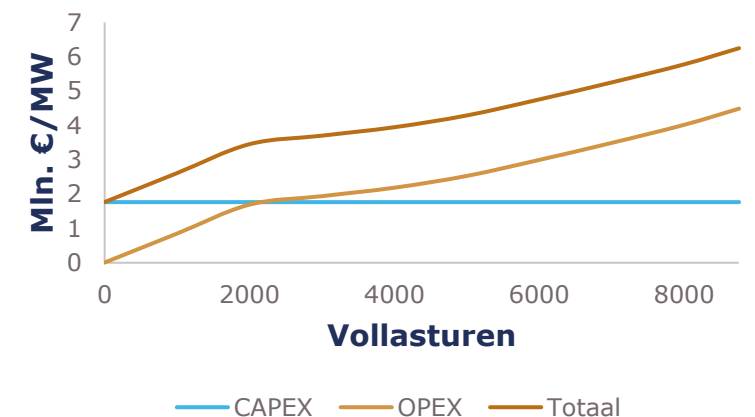
**De subsidie-intensiteit is minimaal 1,7 mln. €/MW en stijgt met een hoger aantal vollasturen**

- Er wordt minimaal 1,7 mln. €/MW uitgekeerd. Dit komt door de hoogte van de CapEx-subsidie. Deze subsidie vergoedt 80% van de investeringskosten.
- De subsidie-intensiteit loopt op naarmate er meer vollasturen gesubsidieerd worden.
- Vergeleken met variant 1 is de subsidie-intensiteit alleen de eerste paar honderd vollasturen hoger dan variant 1. Dit komt met name doordat de OpEx-subsidie alleen de eerste jaren wordt uitgekeerd.

Subsidie per kg waterstof



Subsidie-intensiteit op basis van vollasturen (M€/MW)



# Variant 3 - Door de CapEx-subsidie en de verhoogde waterstofprijs wordt het gat in de BUCA kleiner

In variant 3 wordt 80% van de investeringskosten vergoed. Bij een elektrolyser van 100 MW is dit 187 mln. van de 220 mln. Daarnaast is er een afnameverplichting van 20% groene waterstof. Het resterende gat in de businesscase wordt aangevuld met een OpEx-subsidie.

## Algemene configuratie parameters (voor totale lijst zie [bijlage I](#))

- Het aantal vollasturen waar nu vanuit wordt gegaan is 4.200 per jaar
- De gemiddelde inkoopprijs van elektriciteit is afhankelijk van het aantal vollasturen. bij 4.200 is dit €0,05/kWh.
- De gemiddelde verkoopprijs van waterstof is gebaseerd op een premium voor groene waterstof: € 3,49 per kg
- De getallen zijn verdisconteerd tegen een discontovoet van 6 %.
- De looptijd van de OpEx-subsidie is 7 jaar.

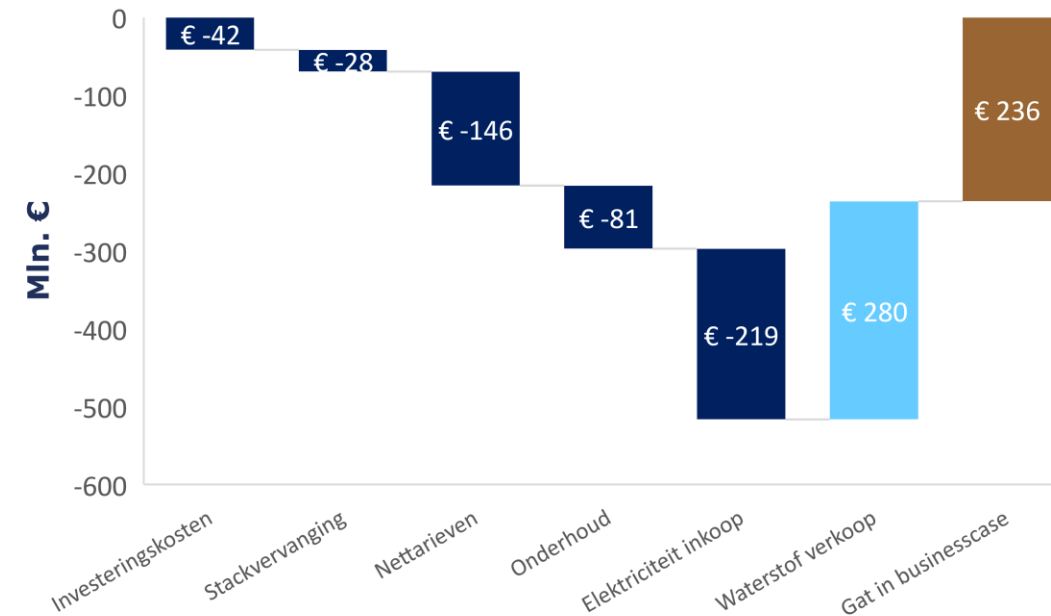
## De kostenverdeling van een elektrolyser

- Het gat in de businesscase na CapEx-subsidie is € 236 miljoen (ten opzichten van € 478 miljoen in het basisscenario).

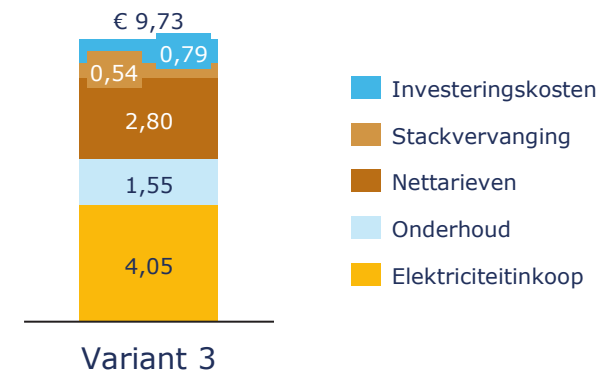
## De waterstofproductiekostprijs

- In de figuur (rechtsonder) is de opbouw van de kostprijs van waterstof weergegeven. Deze laat zien dat de kostprijs nog € 9,73 per kilogram is.
- Een OpEx-subsidie van € 6,24 per kg dicht het resterende gat in de businesscase, wat leidt tot een rendabele businesscase.

Kosten breakdown elektrolyser



Kostprijs waterstof



# Variant 3 – Subsidie per kg en subsidie-intensiteit zijn lager dan variant 2, maar volgen hetzelfde patroon

De subsidie per kg waterstof neemt af als de elektrolyser meer draait.

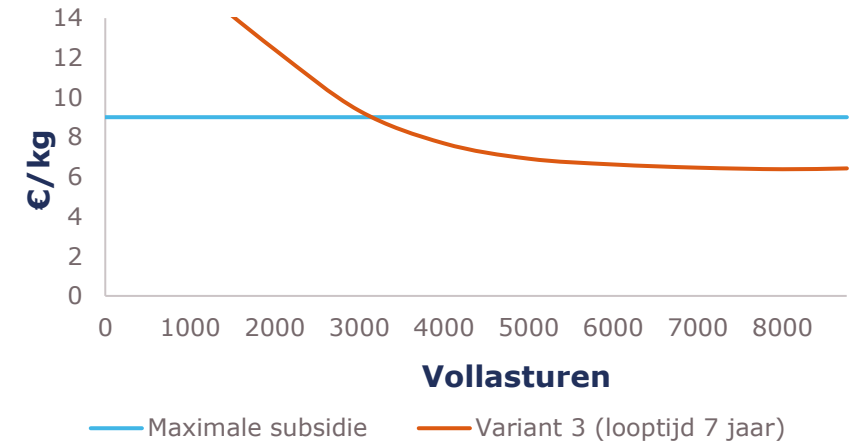
Hierbij zit de subsidie bij een lager aantal vollasturen al onder de grens van € 9 per kilogram

- Het ministerie wil niet meer subsidie geven dan € 9 per kilogram.
- De subsidie per kg waterstof is hoog bij weinig vollasturen omdat de CapEx-subsidie gedeeld wordt vanwege een beperkte hoeveelheid waterstof.
- Bij 3.000 vollasturen of meer is de subsidie lager dan € 9 per kg. Dit komt doordat er gedurende de looptijd minder subsidie wordt gegeven. De subsidie is dan ook niet volledig kostendekkend.
- Naarmate de elektrolyser meer vollasturen heeft, wordt er meer waterstof geproduceerd en zakt de hoeveelheid subsidie per kilogram.

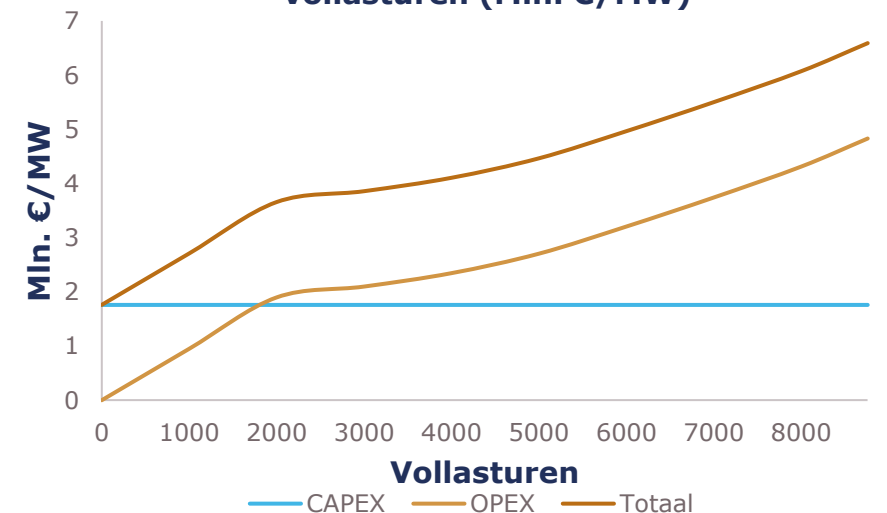
De subsidie-intensiteit is minimaal 1,7 mln. €/MW en stijgt met een hoger aantal vollasturen

- Er wordt minimaal 1,7 mln. €/MW uitgekeerd. Dit komt door de hoogte van de CapEx-subsidie. Deze subsidie vergoedt 80% van de investeringskosten.
- De subsidie-intensiteit loopt op naarmate er meer vollasturen gesubsidieerd worden, maar loopt minder snel op doordat de waterstof tegen een hogere prijs verkocht wordt.
- Vergeleken met de andere varianten is de subsidie-intensiteit lager (op de eerste 1.000 vollasturen).

Subsidie per kg waterstof

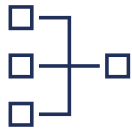


Subsidie-intensiteit op basis van vollasturen (Mln. €/MW)



## 5. Gevoeligheidsanalyse

# We hebben een viertal gevoeligheidsanalyses uitgevoerd om de robuustheid van de businesscase te testen



## A – Het effect van een korting op de netkosten op de businesscase en de subsidiedruk

Elektrolyzers kunnen als ze op een juiste manier worden ingezet een positieve bijdrage leveren aan het elektriciteitsnet. Als dit het geval is, kan er beargumenteerd worden om netkorting te geven. Om te kijken wat de implicaties zijn van een korting op de netkosten is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Hier is per subsidievariant gekeken naar het effect van een korting op de netkosten van 50% en 100%.

## B – Het effect van een hogere waterstofprijs op de businesscase

De waterstofprijs is een grote onzekere factor. De waarde van groene waterstof is lastig te bepalen. Om te kijken wat de implicaties zijn van een verandering in de waterstofprijs is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Hiervoor is de huidige waterstofprijs van € 1,80 verhoogd naar eerst € 2,- en daarna € 4,-.

## C – Effect van elektriciteitsprijs op waterstofkostprijs

De elektriciteitsprijs is een onzekere variabele. In de businesscase werken we nu met dezelfde prijsreeks voor alle jaren (gebaseerd op 2030). Dit is een limitatie, aangezien er verwacht wordt dat de elektriciteitsprijs zal dalen met de komst van meer duurzame energie. Daarom analyseren we het effect van deze lagere elektriciteitsprijs op de waterstofkostprijs.

## D – Effect van looptijdsubsidie op de subsidie-intensiteit

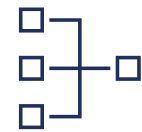
Voor de varianten 2 en 3 is een looptijd van 7 jaar bedacht. Er wordt namelijk verwacht dat de elektriciteitsprijs na 2035 lager zal liggen, en dat dit de elektrolyser rendabeler maakt. Om te kijken wat het effect van deze looptijd is op de subsidie-intensiteit, is hier een analyse van uitgevoerd.

### Parameters

Voor gevoeligheidsanalyse A en B wordt per variant gekeken naar het effect op vier parameters:

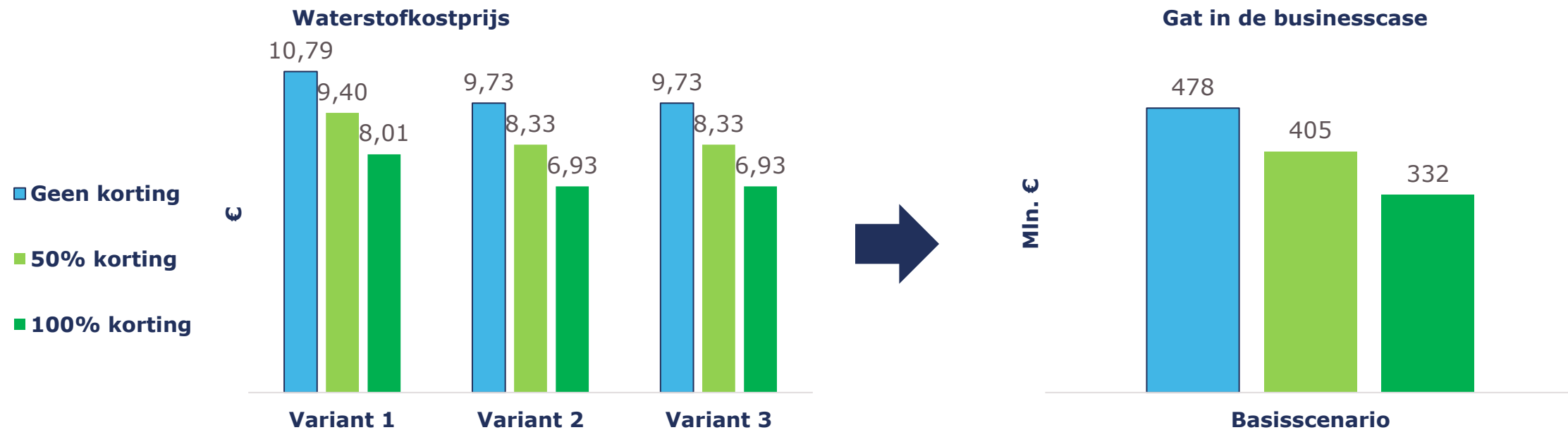
1. Waterstofkostprijs
2. Gat in de businesscase
3. Subsidie per gerealiseerde MW
4. Subsidie per kg (H<sub>2</sub>)





# De netkosten hebben een grote impact op de waterstofprijs en het gat in de businesscase

Om te kijken wat de implicaties zijn van een korting op de netkosten is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Hiervoor is er per variant gekeken naar het effect op vier parameters.



## Waterstofkostprijs

- De waterstofkostprijs neemt af naarmate de korting op de netkosten toeneemt.
- Bij een korting van 50% op de netkosten neemt de waterstofkostprijs af met €1,40 per kg en bij een korting van 100% neemt deze af met €2,80 per kg ten opzichte van de situatie zonder korting. De invloed van de korting op de waterstofprijs heeft een lineair verband.

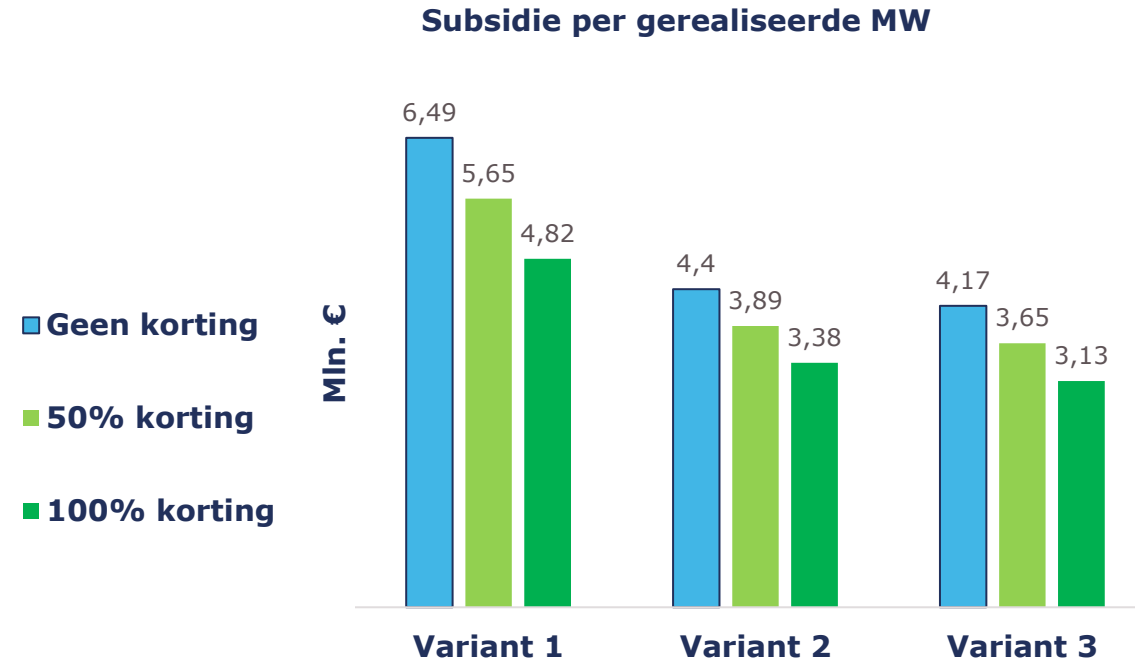
## Gat in de businesscase

- Het verdisconteerde gat in de businesscase is met aangenomen waarden 478 mln. euro.
- Wanneer de netkosten gehalveerd worden, of helemaal verdwijnen, wordt dit gat respectievelijk 405 mln. of 332 mln. euro.
- Door het wegvallen van de netkosten wordt het gat in de businesscase met 30 % verkleind.



# ... en daarnaast een groot effect op de subsidiedruk

Ook is er gekeken wat het effect van een korting op de netkosten heeft op de subsidie per gerealiseerde MW (H2):

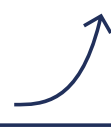


### Subsidie per gerealiseerde MW

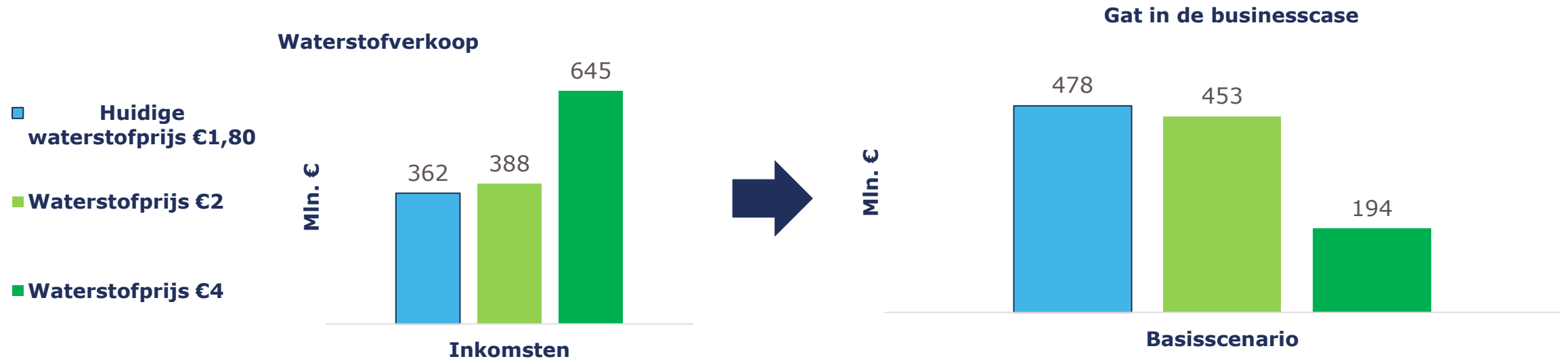
- De subsidie per gerealiseerde MW neemt af naarmate de korting op de netkosten toeneemt.
- Per variant bestaat er een lineair verband tussen beide parameters, maar tussen de varianten verschilt dit verband.



# B - Gevoeligheidsanalyse: Een hogere waterstofprijs kan het gat in de businesscase grotendeels dichten



Om te kijken wat de implicaties zijn van een verandering in de waterstofprijs, is er een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. Hiervoor is de huidige waterstofprijs van € 1,80 verhoogd naar eerst € 2,- en daarna € 4,-.<sup>1</sup> Dit kan bijvoorbeeld komen doordat er een premium wordt betaald voor groene waterstof door afnameverplichtingen in de industrie of mobiliteitsector. Per variant is er gekeken naar het effect op vier parameters.



## Waterstofverkoop

- De inkomsten uit waterstofprijs nemen toe naarmate de prijs van waterstof hoger wordt.
- Bij een waterstofprijs van 2 euro worden de inkomsten 388 mln. euro en bij een waterstofprijs van 4 euro zelfs 645 mln. euro.
- Dit is een toename van respectievelijk € 26 mln. en € 259 mln. ten opzichte van de huidige verkoop.

## Gat in de businesscase

- De toename van de inkomsten uit waterstofverkoop vertaalt zich direct naar een verbetering van de businesscase.
- Voor alle subsidievarianten neemt het gat in de businesscase dus af met respectievelijk € 26 mln. en € 259 mln.
- Dit staat gelijk aan de toename van de inkomsten uit waterstofverkoop..

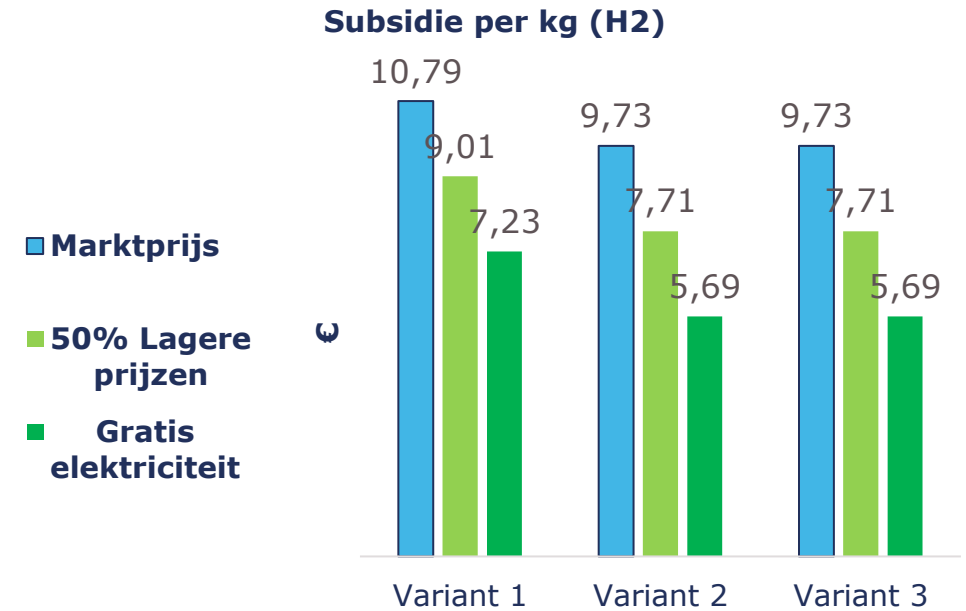
# Een lagere elektriciteitsprijs verkleint het gat in de BUCA, maar de kostprijs blijft ver boven de waterstofmarktprijs

Na 2030 wordt er een lagere elektriciteitsprijs verwacht, waardoor de kosten voor elektriciteit verlaagd worden

- Met de toename van duurzame energie in het energiesysteem is de verwachting dat de elektriciteitsprijs vaker laag zal zijn.
- Om de impact van elektrolyse op de businesscase te bepalen, is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op de elektriciteitsprijs.
- Hierbij is voor alle vollasturen in het jaar gekeken naar het effect van een lagere elektriciteitsprijs (50% lager) en het effect van het gratis verkrijgen van elektriciteit.
- Het effect van eventuele negatieve prijzen is niet meegenomen

**De waterstofkostprijs ligt zelfs met gratis elektriciteit boven de marktwaarde**

- De verwachting is dat er na 2030 meer uren zullen ontstaan met lagere prijzen.
- De elektriciteitsprijs heeft een grote impact op de waterstofkostprijs; het gratis verkrijgen van elektriciteit drukt de waterstofkostprijs.
- De waterstofkostprijs ligt echter voor alle varianten nog ver boven de marktwaarde van waterstof (€ 2,79 per kg).
- Dit betekent dat een lagere elektriciteitsprijs alleen niet zorgt voor een rendabele businesscase.



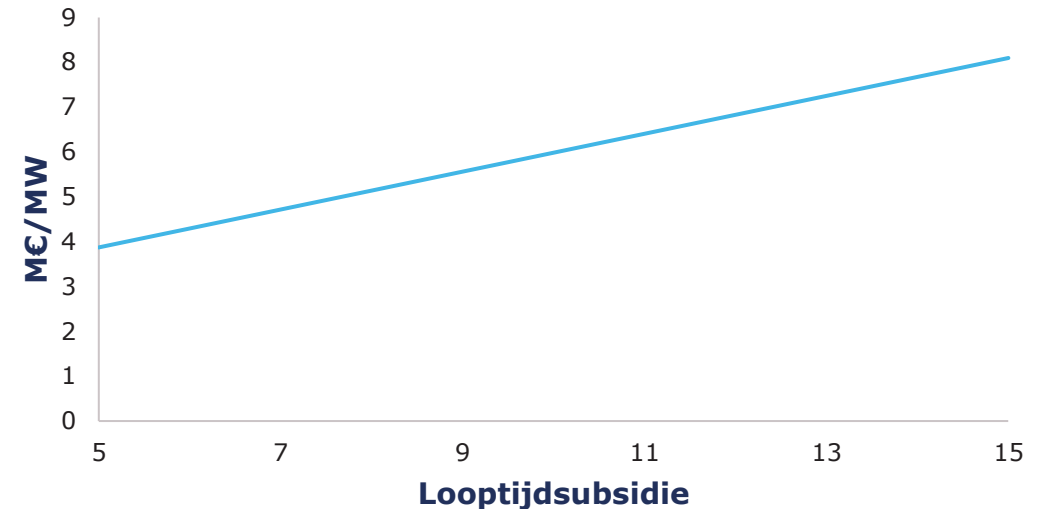


# Subsidie-intensiteit neemt snel toe wanneer wordt uitgegaan van een langere looptijd

## Wanneer de subsidie langer loopt neem de subsidie-intensiteit toe.

- Er is gekeken naar de looptijd van variant 2 (80% CApEx-subsidie aangevuld met een OpEx-subsidie).
- De OpEx-subsidie wordt berekend op basis van een levensduur van elektrolyse van 15 jaar waarvan er 7 jaar gesubsidieerd wordt.
- Na de subsidielooptijd verandert het aantal vollasturen niet. Het gat in de businesscase sluit dan door een hogere waarde van de waterstof en een lagere elektriciteitsprijs.
- De subsidie-intensiteit loopt evenredig op met de looptijd van de subsidie, omdat ieder jaar dezelfde hoeveelheid waterstof gesubsidieerd wordt.

Impact van looptijdsubsidie op subsidie-intensiteit (Variant 2)



A close-up photograph of a stack of white papers. Several colorful paper clips (yellow, orange, blue, pink, green) are attached to the edges of the papers, holding them together. The background is dark and out of focus.

## 6. Bijlagen

# Bijlage I: Aannames in de businesscase (1/3)

## Technische aannames

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Elektrolysercapaciteit	100	MW	Aanname
Productielevensduur	15	Jaar	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023 <sup>1</sup>
Efficiency	67,5	%	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Investeringsjaar	2026	Jaartal	Aanname
Start operatie	2028	Jaartal	Aanname
Levensduur stack	7,5	Jaar	Aanname

## Kostenaannames

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Investeringskosten	2.200	€/kW	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Netkosten	144	€/kW/jaar	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Onderhoudskosten	80,1	€/kW/jaar	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Variabele kosten	variabel	€/kWh	Afhankelijk van elektriciteitsprijs <sup>2</sup>
Vervangingskosten stack	440	€/KWe	Aanname (20% van CapPEX)

- 1) Er wordt gerekend met de elektriciteitsprijs die geldt voor het aantal vollasturen dat de elektrolyser maakt. Een groter aantal vollasturen leidt tot een hogere gemiddelde elektriciteitsprijs, omdat de duurdere uren dan ook worden meegenomen.

# Bijlage I: Aannames in de businesscase (2/3)

## Prijsaannames

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Prijs grijze waterstof	1,80	€/kg	CE Delft, 2020
ETS grijze waterstof	0,99	€/kg	PBL KEV 2022
Prijs waterstofafnameverplichting	2,50	€/kg	Aanname

## Financiële aannames

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Inflatie	2,00	%	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Verdisconteringsvoet	5,80	%	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Rendement vreemd vermogen	6	%	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Percentage vreemd vermogen	70	%	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Percentage eigen vermogen	30	%	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Vennootschapsbelasting	25,80	%	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023
Afschrijvingstermijn	15	Jaar	PBL (2023). Eindadvies SDE++ 2023

# Bijlage I: Aannames in de businesscase (3/3)

## Emissiefactoren aannames

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Grijze waterstof	0,229	kg CO2/kWh H2 (HHV)	co2emissiefactoren.nl
Grijze waterstof	9,00	kg CO2/kg H2	co2emissiefactoren.nl
Aardgas	0,203	kg CO2/kWh natural gas (HHV)	co2emissiefactoren.nl



# Bijlage II: Beschrijving model marktanalyse

Voor het analyseren van de marktgedreven inzet van elektrolyse en het effect van productiesubsidies op het bredere energiesysteem, wordt het I-ELGAS marktmodel ingezet.

## Energieproductie, -transport, en -opslag op basis van marginale kosten

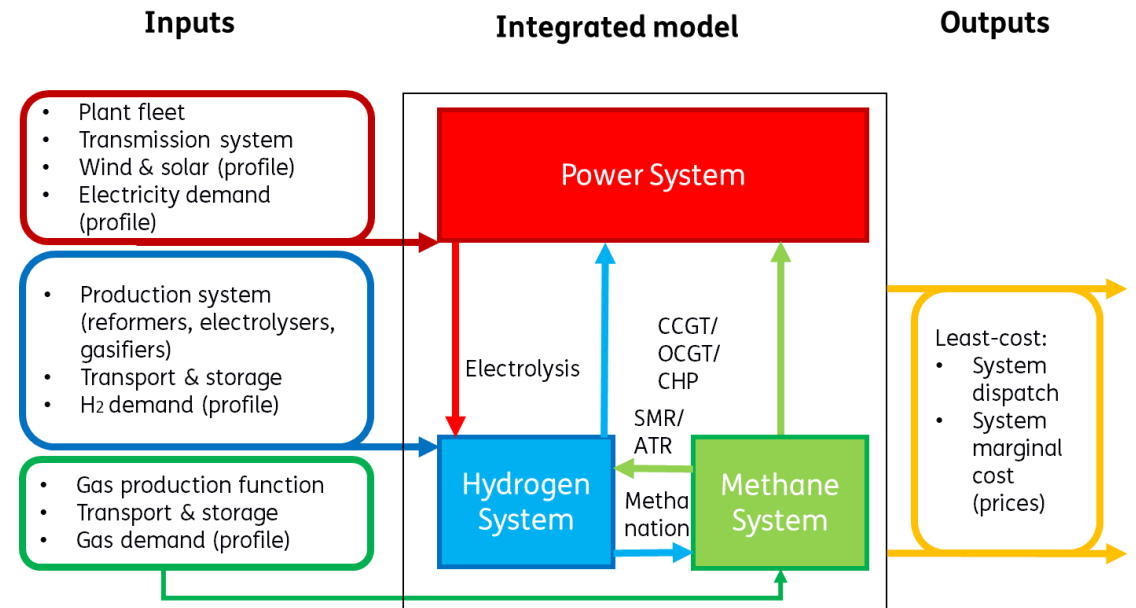
Het I-ELGAS model is een geïntegreerd elektriciteits-, waterstof- en gasmodel. Voor deze drie energiedragers wordt endogeen op uurlijkse basis berekend wat de kostenoptimale inzet is van productie, transport en opslag. Dit gebeurt op basis van marginale kosten en gaat uit van een bestaande markt in termen van geïnstalleerde capaciteiten. Investeringsbeslissingen en CapEx-effecten worden dus niet meegenomen in de simulatie. Het model minimaliseert de totale jaarlijkse marginale kosten van het systeem en produceert zo kostenoptimale waterstof-, gas- en elektriciteitsinzet.

## Marginale kostencurves als proxy voor energieprijzen

De tweede belangrijke uitkomst van het model zijn marginale kostencurves. Het model bepaalt met behulp van een merit order aangaande marginale kosten de inzet van waterstof gas en elektriciteit, om vraag en aanbod op elkaar te laten aansluiten. Aangezien de day-ahead elektriciteitsprijzen ook op deze manier bepaald worden, dienen deze marginale kostencurves als proxy voor energieprijzen.

## Geografische scope en overige aannames infrastructuur

De simulaties worden gedaan voor 20 tot 30 nodes per energiedrager in Nederland (overeenkomstig met hoogspannings- en hoge druknet) en 8 omliggende landen in het Noordzeegebied. De transportcapaciteiten zijn afkomstig van het IP2022 voor Nederland en het TYNDP voor grensoverschrijdende transportcapaciteit.



# Bijlage III: overige aannames marktanalyse

Een overzicht van de overige aannames, onderliggend aan de marktanalyse.

**De aardgasmarkt is onderdeel van de simulatie met kosten op basis van LNG-importkosten.**

De aardgasmarkt wordt net als de elektriciteits- en waterstofmarkt endogeen gemodelleerd door het I-ELGAS model. Hier liggen enkele aannames aan ten grondslag wat betreft de kosten. De kosten van de gasvoorziening zijn gebaseerd op een LNG-importroute uit de Verenigde Staten. De productiekosten zijn dus geschat op € 30,-/MWh (Henry Hub prijs), waar transportkosten naar Nederland van ca. €3,40 /MWh bij opgeteld worden.

**Scenariodata geïnstalleerde capaciteiten uit IP2024**

Zoals eerder genoemd zijn het elektrolysetarget van 4 GW en de geïnstalleerde capaciteit van 21 GW uit WOZ afkomstig van het IP2024 (TenneT, Gasunie). De overige relevante scenariodata die als input zijn gebruikt in de marktanalyse zijn als volgt:

Parameter	Waarde	Eenheid	Bron
Zon PV	59,3	GW	IP2024
Wind op Land	9,1	GW	IP2024
Elektriciteitsvraag	184	TWh	IP2024
Methaanvraag	239	TWh	IP2024
Waterstofvraag	47,8	TWh	IP2024
ATR-capaciteit	1,3	GW	H2-Gateway
SMR-capaciteit	5,5	GW	IP2024

**TNO** innovation  
for life



**Berenschot**

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

[linkedin.com/berenschot](https://linkedin.com/berenschot)