



# Casestudie: waterstof in een duurzaam warmtenet

Haalbaarheidsstudie

Een casestudie naar de mogelijkheden voor volledig duurzame warmtenetten door de toepassing van waterstof in de huidige realiteit

TESN118032 – Openbaar

15 maart 2019

**Berenschot**

# Casestudie: waterstof in een duurzaam warmtenet

Een casestudie naar de mogelijkheden voor volledig duurzame warmtenetten door de toepassing van waterstof in de huidige realiteit

Deze studie is uitgevoerd met subsidie van het Ministerie van Economische Zaken, Nationale regelingen EZ-subsidies, Topsector Energie uitgevoerd door Rijksdienst voor Ondernemend Nederland

TESN118032 - Haalbaarheid waterstof in de gebouwde omgeving van Middelburg

Deelnemers: DNWG Infra B.V. (Penvoerder) en Zeeuwind  
Betrokken partijen: Berenschot en Econnetic

Projectperiode: september 2018 – maart 2019

Jan Warnaars, Rutger Bianchi, Bert den Ouden en Max Coenen

15 maart 2019



## Inhoudsopgave

Samenvatting	4
Inleiding	8
1.1 Waaronder waterstof en lokale duurzame elektriciteit?	8
2. Situatieschets Dauwendaele	11
2.1 Situatieschets Dauwendaele	11
2.2 Onderzoeksvragen	13
3. Configuraties en modelopbouw	15
3.1 Configuraties warmtenet Dauwendaele	15
3.2 Model	20
3.3 Koudste winter en Dunkelflaute	23
3.4 Energieprijzen 2030	24
4. Resultaten	26
4.1 Integrale kosten en baten	26
4.2 Bewonersperspectief	33
4.3 Verkenning doorkijk duurzaam warmtenet	37
5. Risico's en kansen	40
5.1 Afwegingskader	40
5.2 Randvoorwaarden en risico's	41
6. Waterstofketen	44
6.1 Productie waterstof	44
6.2 Waterstoftransport	44
6.3 Waterstofopslag	45
6.4 Kosten voor de voorzieningsketen van waterstof	45
6.5 Congestievermijding met waterstof	46
7. Discussie en spin-off	49
7.1 Discussie	49
7.2 Spin-off	49
8. Conclusies en aanbevelingen	51
8.1 Hoofdconclusies	51
8.2 Antwoord op de onderzoeksvragen	52
8.3 Aanbevelingen	52
9. Appendix	53
9.1 Hoofduitgangspunten	53
9.2 Lokale omstandigheden	53
9.3 Kosten- en rendementsaannames technieken	54
9.4 Case parameters	56
9.5 Bijdrage aan de doelstellingen van de Topsector Energiestudies	57
9.6 Uitvoering van het project	57
Contactgegevens	60

## Samenvatting

### Een casestudie naar de mogelijkheden voor volledig duurzame warmtenetten door de toepassing van waterstof in de huidige realiteit

De onderzochte situatie illustreert een warmtenet met een lokale en duurzame warmte- en waterstofketen. Dit warmtenet kan mogelijk als stepping-stone dienen voor de overstap van een aardgas-economie naar een waterstof-economie. De realisatie van het onderzochte warmtenet zou het eerste echt duurzame warmtenet zijn, welke niet leunt op back-up- en piekvoorziening door fossiele bronnen of biomassa. Daarnaast verbindt dit warmtenet lokale duurzame opwek van energie aan lokaal gebruik van energie. Hierdoor dragen de lokale en zichtbare zonne- en windopstellingen direct bij aan het eigen energieverbruik. Door het combineren van warmteopslag en waterstofproductie is er voor de bewoners een budget-neutrale warmtevoorziening mogelijk, met tegelijkertijd een positief rendement voor de exploitant.

#### Aanleiding

De energietransitie vraagt om de implementatie van rigoureuze maatregelen in de gebouwde omgeving. Met de afbouw van aardgas moet de komende jaren op wijkniveau worden bepaald welke transitieoplossing geschikt is voor de verwarming van woningen. Hiervoor zijn verschillende maatregelen denkbaar, zoals de aanleg van warmtenetten, elektrificatie en de invoeding van groen gas. Elke maatregel vraagt om een andere indeling van het (lokale) energiesysteem, waarmee niet elke oplossing voor elke wijk geschikt is. Bovendien dient voor de keuze van een warmteoplossing naast duurzaamheid ook rekening gehouden te worden met de kosten voor bewoners.

In Zeeland wordt overwogen waterstof te produceren uit overschotten duurzame energie. Deze waterstof zou ingezet kunnen worden voor de warmtevoorziening. Als onderdeel van de warmtevisie van de gemeente Middelburg, ligt momenteel de aanleg van een warmtenet met restwarmte voor als optie voor de wijk Dauwendaele. Een warmtenet lijkt hier een goede oplossing, omdat het gaat om oudere woningen - die binnen de schil moeilijk zijn te verduurzamen. Bij een warmtenet zijn slechts beperkte ingrepen in de woning nodig, in vergelijking met individuele elektrificatie van de woningen.

In deze studie wordt overwogen om lokaal en duurzaam geproduceerde waterstof in te zetten als back-up en piekvoorziening, waarmee een volledig duurzame warmtevoorziening mogelijk wordt.

#### Doel

Het doel van dit onderzoek is inzicht verschaffen in de technisch-economische haalbaarheid van een warmtenet in Dauwendaele gevoed met lokaal aanbod van duurzame energie, waarbij toepassing van warmte uit waterstof wordt meegenomen.

Deze studie onderzoekt verschillende configuraties voor een warmtenet gevoed met lokale duurzame energiebronnen in Dauwendaele. Deze zijn uit een te zetten in: (1) een warmtenet met restwarmte, (2) een warmtenet zonder restwarmte en (3) een warmtenet met een waterstof-warmtekrachtkoppeling. Voor elk van deze situaties is gekeken naar de invloed van een warmtepomp en/of warmteopslag. In alle situaties is er een waterstofketel als back-up (en indien van toepassing piekvoorziening). Voor deze configuraties wordt de business case voor het warmtebedrijf opgesteld, met als belangrijkste voorwaarde dat de kosten voor de bewoner niet veranderen.

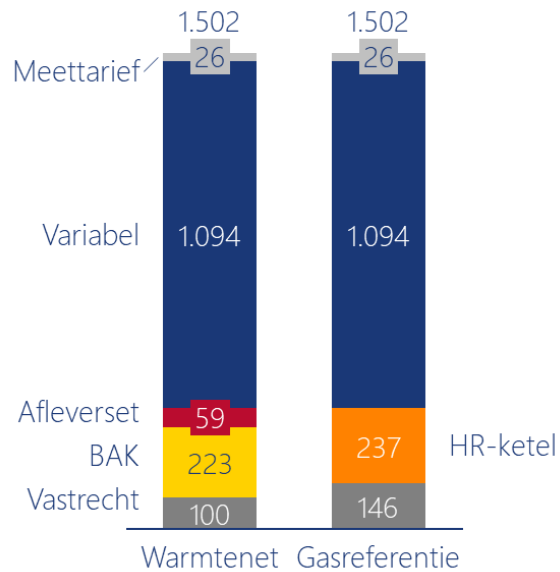
#### Randvoorwaarden

Randvoorwaarden aan de duurzaamheid van het warmtenet zijn het gebruik van lokale duurzame energiebronnen, waarbij de opgestelde hoeveelheid zonne- en windenergie een gegeven is, en een

energiesysteem waarbij het elektriciteitsnet niet als opslag wordt gebruikt. Het warmtenet moet volledig duurzaam zijn, waarbij ook eventuele back-up en piekvoorzieningen duurzaam zijn ingevuld. De keuze voor een decentraal werkend systeem is bewust gemaakt; er is dus niet van uitgegaan dat elektriciteit of waterstof continu beschikbaar is. Er wordt een integrale business case gemaakt waarbij zowel de kosten en opbrengsten van de opgewekte wind en zonne-energie als van het warmtenet worden meegenomen.

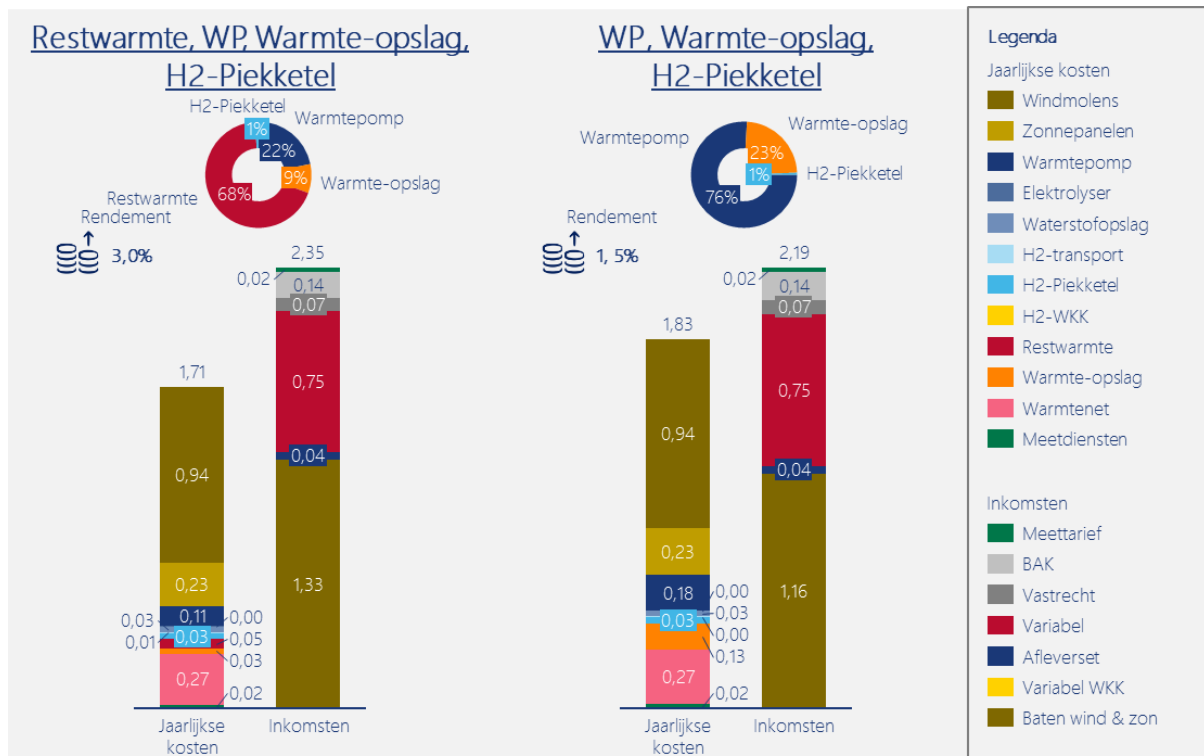
## Resultaten

Kosten voor de bewoner kunnen in dit volledig duurzame warmtenet gelijk blijven (Figuur 1). Dit onderzoek toont



Figuur 1: Jaarlijkse kosten in euro's van warmte en tapwater voor de bewoner van het onderzochte warmtenet, exclusief kosten voor aanpassingen voor koken (op basis van 1.272 m<sup>3</sup> aardgas verbruik per jaar). Variabele deel van de gasreferentie op basis van gemiddelde prijzen in Nederland en vastrecht voor het verzorgingsgebied van Enduris.

aan dat er meerdere rendabele business cases te maken zijn voor een warmtenet in Dauwendaele (Figuur 2). Waarbij het warmtenet een bescheiden rendement heeft bij gebruik van restwarmte. Bij inzet van lokale wind- en zonne-energie kan het warmtenet kostendekkend draaien inclusief exploitatie. Bij de detailfase zal nog een diepgaandere risicoanalyse nodig zijn, om de financiële onzekerheden in de exploitatie af te dekken. In vrijwel alle varianten is enige inzet van waterstof wenselijk om de seizoenspieken op te vangen. Daarnaast zorgt de waterstofketel voor een hoge mate van leveringszekerheid voor het geval er een koude windstille winter is.



Figuur 2: Rendabele business cases voor een warmtenet in Dauwendaele. Links een warmtenet met restwarmte en waterstof slechts als piek- en back-up voorziening; rechts een warmtenet zonder restwarmte en waterstof als piek- en backup voorziening.

Doorgroei van het warmtenet naar de totale wijk Dauwendaele is mogelijk maar vraagt naast grotere installaties opschaling van de zonne- en windenergie vermogens, dit behoeft niet persé een één op één opschaling.

Belangrijke resultaten van dit onderzoek zijn:

- Lokaal duurzaam warmtenet bij gelijke kosten voor de eindgebruiker biedt perspectief bij gematigd positieve rendementen.
- Lokale waterstofketen op basis van zonne- en windenergie is in de geschetste situatie haalbaar.
- Waterstofopslag voornaamste kostenpost in de waterstofvoorzieningsketen.
- Warmteopslag is goedkoper dan waterstofopslag, stapeling van deze twee is noodzakelijk voor een haalbare business case. Waterstofopslag in combinatie met de productie van waterstof vanuit duurzame bronnen is te kostbaar voor dag- tot weekopslag.
- Jaaropslag zou te realiseren zijn met alleen een warmteopslag, alleen wordt deze zeer kostbaar, zeker als deze ook warmte moet voorzien in koude windstille winter situaties en als back-up.
- Hoogste rendement om warmte te maken uit duurzame elektriciteit is met de elektrische warmtepomp en daarna pas in de vorm van waterstofverbranding.
- Zonnewarmte is in de onderzochte situatie geen voor de hand liggende optie, omdat deze concurreert met de warmtepomp in combinatie met fotovoltaïsche panelen. In een warmtenet met grotere omvang en meer bufferruimte en/of glastuinbouw en utiliteitsbouw ligt zonnewarmte meer voor de hand.

Buiten het warmtenet om is er in deze studie ook gekeken naar congestiemanagement, hieruit komt het volgende naar voren:

- Peak-shaving met elektrolyse gaat waarschijnlijk altijd gepaard met enige vorm van curtailment. Hierbij zal de elektrolyser dus niet de volledige piek afdekken, omdat de gedeerde inkomsten van een paar piekuren niet opwegen tegen de meerkosten van een grotere elektrolyser.

In deze studie is gekozen voor lokale duurzame bronnen om de waterstof en warmte mee te produceren. Wat betreft de waterstofproductie: de eerder gepubliceerde studie waterstof voor warmtenetten (Berenschot, 2018) wijst uit dat met behulp van blauwe waterstof de business case positiever uit zou kunnen komen. Wat betreft de warmtepomp: deze zou gebruik kunnen maken van het elektriciteitsnet. Hiermee zou de business case (waarschijnlijk) positiever worden, maar wordt het warmtenet niet duurzamer, omdat deze elektriciteit (momenteel) ook uit kolen- en gascentrales komt.

## Inleiding

In Nederland is een transitie van fossiele energie naar duurzame energie gaande om broeikasgasemissies te reduceren en klimaatverandering tegen te gaan. Het in 2015 mede door Nederland ondertekende klimaatakkoord van Parijs om de temperatuurstijging te beperken tot 2 graden in 2050 en het regeerakkoord 'Vertrouwen in de toekomst' (2017) van het kabinet bevestigen commitment op nationaal niveau.

Deze energietransitie is van ons allemaal en gaat ook iedereen aan; maximale inzet is nodig om de doelen te behalen. Om tot concrete stappen te komen is in 2018 samen met brede vertegenwoordiging vanuit de samenleving het klimaatakkoord tot stand gekomen. In het klimaatakkoord wordt ook de rol van waterstof als energiedrager benoemd en wordt waterstof als kans genoemd om tot een duurzaam energiesysteem te komen. Waterstof is een veelzijdige energiedrager en kan ingezet worden om energie op te slaan en vervolgens te gebruiken in transport, de warmtevoorziening of voor elektriciteitsproductie. De transitie naar duurzame energie brengt uitdagingen met zich mee op systeemniveau zoals: mismatch tussen vraag en aanbod en congestie in energie infrastructuur als gevolg van piekvraag of piekproductie.

In deze studie onderzoeken we de technische en economische haalbaarheid van een lokaal warmtenet voorzien van lokale duurzame bronnen (zon- en windenergie) met behulp van waterstof.

### 1.1 Waarom waterstof en lokale duurzame elektriciteit?

**Waterstof biedt mogelijkheden voor een stabiel en zeker duurzaam energiesysteem en maakt de inzet van de huidige infrastructuur mogelijk.**

De naar verwachting meest voorkomende duurzame bronnen, wind- en zonne-energie, hebben slechts een beperkte gelijktijdigheid met de energievraag. Opslag van energie is van belang om het systeem uiteindelijk in balans te krijgen.<sup>1</sup> Het opslaan van energie in waterstof biedt hierin mogelijk kansen.

Daarnaast zorgen wind- en zonne-energie in de toekomst voor grotere belasting op het elektriciteitsnet, dan waar het op dit moment op berekend is. Deze grotere belasting kan voor congestie zorgen in het net. Mogelijk kan omzetting van de opgewekte elektriciteit in waterstof ook hiervoor een oplossing bieden.

Bovendien heeft Nederland een zeer fijnmazig en uitgebreide gasinfrastructuur die momenteel op een voordelige manier door middel van aardgas in een groot gedeelte van de Nederlandse energievraag voorziet. Het inzetten van deze zelfde infrastructuur voor waterstof in een toekomstig duurzaam energiesysteem zou wellicht voordelen kunnen bieden.

De veelzijdigheid aan toepassingsgebieden in combinatie met het perspectief voor de bestaande gasinfrastructuur maakt dat waterstof sterk in de belangstelling staat.

**De toepassing van waterstof in warmtenetten kan bijdragen aan de duurzame warmtevoorziening in de gebouwde omgeving.**

Een mogelijke toepassing voor waterstof is als warmtebron voor warmtenetten, waarbij eventueel door middel van een WKK<sup>2</sup> of brandstofcel naast warmte ook tegelijk elektriciteit kan worden geproduceerd.

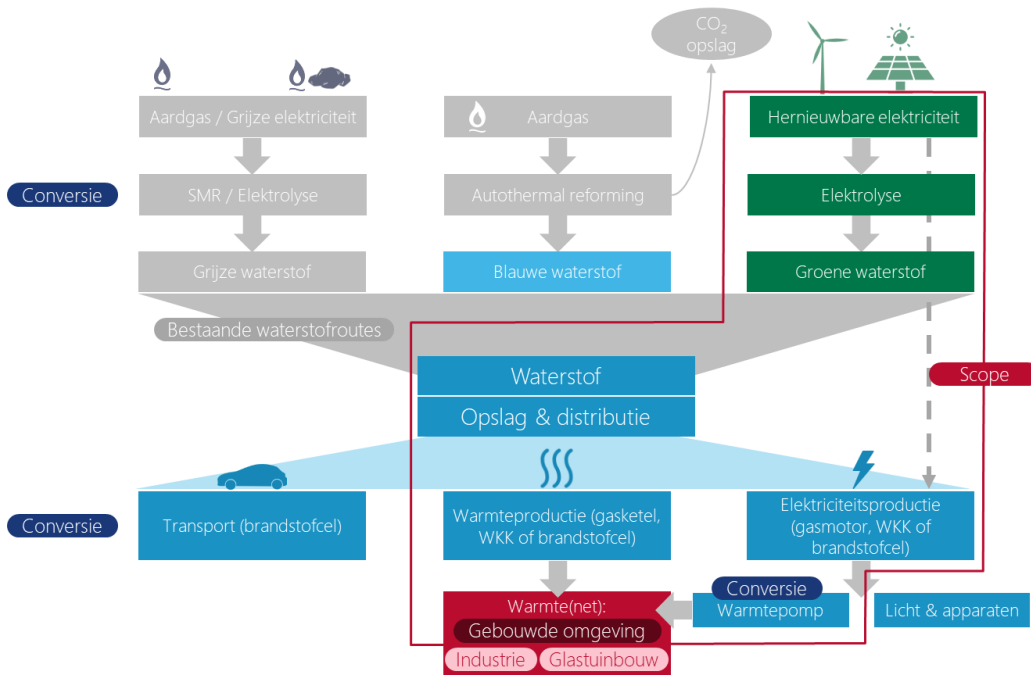
---

<sup>1</sup> Berenschot Warmtescenario, moleculen en elektronen scenario

<sup>2</sup> Warmtekracht-koppeling: zorgt voor gelijktijdige opwekking van warmte en kracht doormiddel van een verbrandingsmotor of gasturbine



Momenteel komt grootschalige planvorming in de regio's op gang. Gemeenten stellen uiterlijk in 2021 een Transitievisie Warmte vast.<sup>3</sup> Per wijk besluit de gemeenteraad in een uitvoeringsplan op wijkniveau over de



Figuur 3: illustratie van de scope van de studie in de context van verschillende routes voor primaire waterstofproductie tot finaal verbruik.

toekomstige energie-infrastructuur van een wijk. Veel gemeentes moeten daarom straks keuzes gaan maken waar eindgebruikers en gebouweigenaren direct mee te maken krijgen. Woningbouwcorporaties, gebouweigenaren en particulieren moeten gaan investeren om te verduurzamen. Wanneer gekozen wordt voor grootschalige elektrificatie door middel van warmtepompen moet er bij bestaande bouw vaak veel aan de woning gebeuren. Een tweede verduurzamingsroute met behulp van warmtenetten zorgt dat veel kosten binnen de woning worden vermeden. Wanneer voor een warmtenet gekozen wordt, is het essentieel dat de bron van die warmtenetten ook duurzaam is.

### **De realiteit van nu en de energieverliezen bij de productie van waterstof maken dat een zorgvuldige benadering van de inzet van waterstof nodig is.**

Er is nog geen landelijk waterstofnetwerk beschikbaar, de bestaande gas infrastructuur wordt namelijk nog voor aardgas gebruikt. Waterstof wordt op dit moment voornamelijk gebruikt in de industrie en wordt daar gemaakt uit aardgas. Dit is grijze waterstof, bij afvang en opslag van de CO<sub>2</sub>-emissies wordt dit blauwe waterstof genoemd. Tot slot is het mogelijk om waterstof uit elektriciteit te maken via elektrolyse dit wordt groene waterstof genoemd als de elektriciteit duurzaam is opgewekt (anders heet dit grijze waterstof). Zie Figuur 3 voor een illustratie van de verschillende routes voor waterstofproductie.

Bij de productie van waterstof uit elektriciteit gaat altijd energie verloren. Collectieve warmtepompen zetten elektriciteit echter met een hoog rendement om in warmte. Duurzame elektriciteit opwek en warmtepompen lijken daarom ook een logische combinatie om warmte te maken. Daarom is er een sterke vraag naar inzicht in de economische en technische merites op de korte en middel lange termijn voor waterstof.

<sup>3</sup> 10 juli 2018, voorstel voor hoofdlijnen van het Klimaatakkoord.

**Waterstof is nu nog niet beschikbaar, dus zal gemaakt moeten worden. Door niet te leunen op bestaande infrastructuur belast dit warmtenet ons niet met de problemen van morgen.**

Het overgrote merendeel van de waterstof die nu in de industrie wordt gebruikt is grijze waterstof uit aardgas; deze waterstof is dus niet CO<sub>2</sub>-vrij. Daarnaast is er op dit moment geen netwerk (landelijk of regionaal) voor waterstof. Blauwe waterstof (uit aardgas maar met afvang van CO<sub>2</sub>) wordt niet meegenomen, omdat dit als tijdelijke oplossing wordt gezien.

Met dit warmtenet willen we een oplossing bieden voor de energietransitie, daarom doet dit warmtenet ook geen beroep op het landelijke elektriciteitsnetwerk. Hierdoor zorgt het warmtenet zelf niet voor een versterking van de elektrische piekvraag in het net en daarmee elektriciteitsproductie door fossiele centrales. Problemen die alleen maar groter kunnen worden bij toenemende elektrificatie omwille van de energietransitie.

Groene waterstof uit lokale wind en zonne-energie is daarom de gekozen optie.

**Deze studie onderzoekt de kansen van waterstof voor een te ontwikkelen warmtenet in Middelburg in de zeer nabije toekomst.**

In deze studie kijken we naar de kansen van waterstof voor een duurzaam warmtenet in de huidige situatie voor een praktijklocatie in Middelburg. In de gemeente Middelburg wordt voor de planvorming rondom (sociale achterstands-) wijken rekening gehouden met de energietransitie. Het einddoel in deze planvorming is om te komen tot klimaatneutrale woonwijken, op een zo kosteneffectief mogelijke manier. Momenteel ligt de aanleg van een warmtenet met een deel restwarmte voor als optie voor de wijk Dauwendaele. Een compleet technisch-economisch beeld van deze oplossing is noodzakelijk, waarbij rekening moet worden gehouden met het feit dat restwarmte op zichzelf geen complete oplossing is; zowel met het oog op leveringszekerheid (denk aan onderhoud bij de restwarmte leverancier) als door de piekvraag in de winter is er behoefte aan een back-up faciliteit. Daarnaast is het, om een lock-in te voorkomen, de wens dat deze faciliteit ook als hoofdvoorziening kan functioneren. In deze haalbaarheidsstudie wordt onderzocht in hoeverre een waterstofvoorziening, met waterstof afkomstig uit de regio, als back-up en/of hoofdvoorziening voor het warmtenet kan dienen.

## 2. Situatieschets Dauwendaele

In dit hoofdstuk wordt de scope van de onderzochte situatie in Dauwendaele omschreven, met de nadruk op de elementen die specifiek gelden voor Dauwendaele. Locatie, warmtevraag, aanbod en infrastructuur worden benoemd, daarnaast worden in hoofdstuk 2.2 de onderzoeksvragen geformuleerd en toegelicht.

### 2.1 Situatieschets Dauwendaele

Deze studie onderzoekt de mogelijkheden voor een warmtenet gevoed met lokale duurzame energie en de kansen voor waterstof daarin in de bestaande wijk Dauwendaele. Dauwendaele is een wijk in de stad Middelburg grotendeels gebouwd tussen 1966 - 1976 met in totaal zo'n 3000 woningen en een aantal utiliteitsgebouwen (Figuur 4). Deze studie richt zich in eerste instantie op een beperkt deel van de wijk bestaande uit 833 woningen (Figuur 4, roze gebied) met een gemiddeld verbruik van 1.272 m<sup>3</sup> (normaal kuub aardgas<sup>4</sup>). Deze keuze is



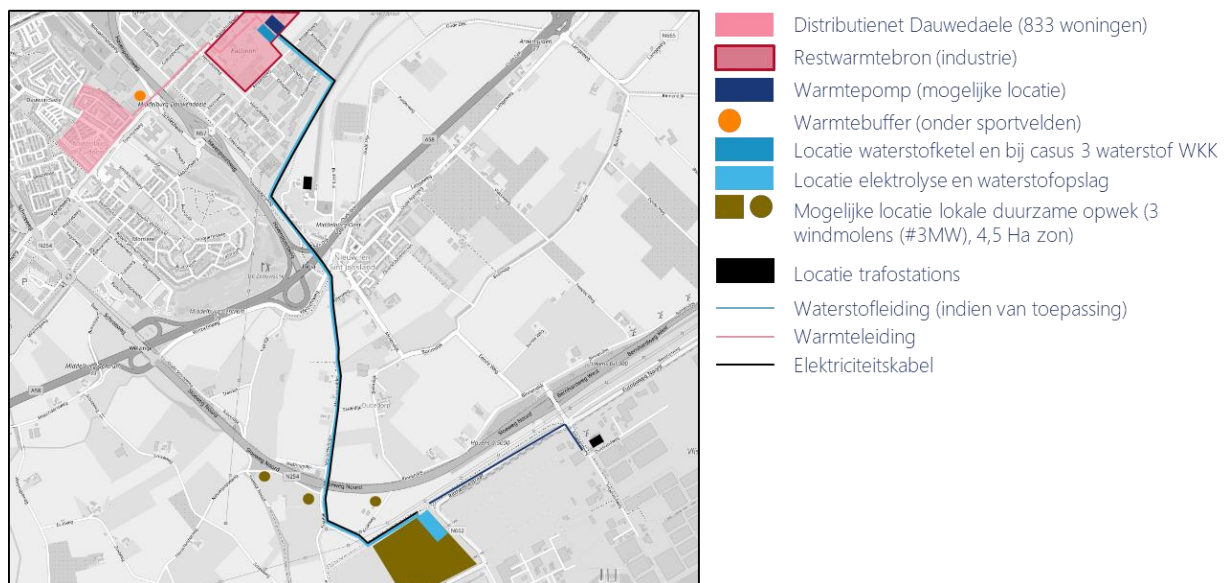
Figuur 4: Weergave van Dauwendaele met de in kleur weergegeven energielabels, in het roze omsloten scope van deze studie. (Bron: Klimaatmonitor, Openstreetmaps, CBS)

<sup>4</sup> Daar waar in deze studie naar kuubs aardgas wordt verwezen, dan wordt gesproken over normaal kuubs

gebaseerd op de detailstudie naar een warmtenet voor Dauwendaele die gelijktijdig met deze studie wordt uitgevoerd door DWA.<sup>5</sup>

### Lokale duurzame opwek

Belangrijke randvoorwaarde van dit onderzoek is dat gebruik wordt gemaakt van lokale duurzame bronnen. Een implicatie hiervan is dat het elektriciteitsnet dus niet als batterij wordt gebruikt en vraag en aanbod binnen het systeem moet worden gebalanceerd. Hiervoor is gekozen om te onderzoeken wat de haalbaarheid van een dergelijk systeem is binnen de huidige situatie. Veel vormen van elektrificatie leunen op het elektriciteitsnet om als buffer/opslag te fungeren, iets wat bij voldoende flexibiliteit en capaciteit in het net geen probleem is. Echter de flexibiliteit die nu vaak wordt onttrokken is op veel momenten niet duurzaam, maar wordt voorzien door gascentrales of energie uit het buitenland. In deze studie wordt gekeken naar een volledig duurzaam systeem, waarbij, ook wanneer er geen wind of zon is, de warmtevraag duurzaam wordt ingevuld. Verschillende warmtebronnen worden in deze studie onderzocht.



Figuur 5: Schematische weergave van mogelijke technische configuratie van een duurzaam warmtenet in Dauwendaele. indicatieve locaties voor wind- en zonne-energie.

Nabij de wijk Dauwendaele ligt een chemische fabriek die restwarmte beschikbaar heeft (Figuur 5, rood omkaderd vlak). De beschikbare restwarmte is echter onvoldoende om de gehele warmtevraag te dekken, bovendien is de toekomst van elke industrie afhankelijk van de markt. Daarom wordt in deze studie niet alleen gekeken naar warmtebronnen aanvullend op de restwarmte maar ook naar alternatieve bronnen die op termijn eventueel de restwarmte kunnen vervangen. De kennis over de diepe ondergrond in de omgeving van Middelburg is zeer beperkt omdat in deze regio vrijwel geen olie en gas exploratie heeft plaats gevonden. Daarom is besloten om geothermie in deze studie niet als optie mee te nemen.<sup>6</sup> Naast warmte uit de bodem is er ook nog de optie om warmte te bufferen in de ondiepe ondergrond en thermische energie uit oppervlaktewater dan wel afvalwater, beide opgevaardeerd middels een warmtepomp. Het potentieel van warmtebuffering in de ondiepe ondergrond

<sup>5</sup> Adviesrapport Warmtenet Dauwendaele, DWA, februari 2019

<sup>6</sup> Berenschot, CE Delft, IF-technology. Opschaling aardwarmte in warmtenetten: Een analyse van de meerwaarde van de play-based portfolio benadering. 2018

middels WKO<sup>7</sup> is in het verleden onderzocht en weinig tot niet geschikt gebleken.<sup>8</sup> De rioolwaterzuiveringsinstallatie is te ver weg van Dauwendaele om als warmtebron te fungeren. Oppervlakte water is daarentegen wel aanwezig, echter de mogelijkheden voor warmtewinning hieruit middels een warmtepomp worden nog onderzocht. Daarom zijn in deze studie deze warmtebronnen niet meegenomen, mocht warmtewinning uit oppervlakte water toch mogelijk zijn dan maakt dit de inzet van een warmtepomp (naar alle waarschijnlijkheid) beter.

Gezien de beschikbare warmtebronnen op locatie is uitgegaan van de volgende warmtebronnen: restwarmte; duurzame warmte uit elektriciteit middels een warmtepomp (Figuur 5, zie locatie warmtepomp); duurzame warmte uit elektriciteit middels conversie in waterstof en (na deze waterstof lokaal op te slaan) verbranding in een waterstofketel dan wel warmtekrachtkoppeling (Figuur 5, zie locatie waterstofketel en elektrolyser). De elektriciteit wordt opgewekt middels lokale duurzame zonne- en windenergie, respectievelijk 3 en 9 MW vermogen, waarvan de locatie **indicatief** in Figuur 5 te zien is (deze locaties zijn nog niet definitief vastgesteld maar zullen in de nabijheid van de in Figuur 5 aangegeven contouren liggen).

### Infrastructuur en opslag

In Figuur 5 zijn de benodigde infrastructuuraanpassingen voor het faciliteren van het ontworpen energiesysteem weergegeven. De blauw aangegeven waterstofleiding wordt niet in alle situaties aangelegd. Dit hangt van de gekozen configuratie en de hoeveelheid geproduceerde waterstof af (zie ook hoofdstuk 3 en 4). Afhankelijk van de configuratie, welke in hoofdstuk 3 verder worden uitgelicht, is er een waterstof- en hoge temperatuur warmteopslag aanwezig. Het aan te leggen warmtenet reikt vanaf het in Figuur 5 rood omkaderde gebied waar de verschillende warmtebronnen dan wel omzettingsinstallaties zijn weergegeven naar het distributienet in Dauwendaele (roze gebied). Onderweg van de bron naar het distributienet is een mogelijke locatie voor de warmteopslag voorzien, hier zijn momenteel sportvelden aanwezig wat inpassing toegankelijker maakt dan op meer bebouwde locaties. Wat betreft de elektriciteitsinfrastructuur is het voor zonne- en windenergie teruglevering noodzakelijk om een elektriciteitskabel aan te leggen naar het trafostation (zwarte lijn), ongeveer één kilometer in lengte. Daarnaast is er een kabel parallel aan de waterstofleiding die de warmtepomp achter de meter met de zonne- en windproductie verbindt (donkerblauw). De elektrolyse-unit is direct naast de wind en zon opstelling gesitueerd en vraagt daarmee geen extra significante aanleg van infrastructuur.

## 2.2 Onderzoeksvragen

### Doel

Het doel van dit project is: inzicht verschaffen in de technisch-economische haalbaarheid van een warmtenet gevoed met lokaal aanbod van duurzame energie, waarbij toepassing van warmte uit waterstof wordt meegenomen.

Een belangrijk uitgangspunt voor deze doorrekening is dat de kosten voor de bewoner niet zullen wijzigen ten opzichte van de huidige situatie<sup>9</sup>, ook niet door eenmalige kosten. Randvoorwaarden aan de duurzaamheid van het warmtenet zijn het gebruik van lokale duurzame energiebronnen waarbij de opgestelde hoeveelheid zonne- en windenergie een gegeven is en een energiesysteem waarbij het elektriciteitsnet niet als opslag wordt gebruikt.

---

<sup>7</sup> WKO: Warmte-koudeopslag is een methode om energie in de vorm van warmte en/of koude op te slaan in de bodem. Hiermee kan warmte gewonnen in de zomer onttrokken worden in de winter. De temperatuur in een WKO ligt tussen de 15 en 30 graden Celsius, bij winning dient de warmte opgewaardeerd te worden, afhankelijk van het afgiftesysteem, tot hogere temperaturen middels een warmtepomp. Deze techniek wordt veel gebruikt bij utiliteit en glastuinbouw.

<sup>8</sup> IF-technology, Geschiktheidskaarten energieopslag provincie Zeeland, 2009.

<sup>9</sup> Voor de referentie van gas zijn we hiervoor uitgegaan van een gemiddelde voor Nederland omdat we geen directe inzage hebben in de tarieven van de lokale bewoners.

Het net moet volledig duurzaam zijn waarbij ook eventuele back-up en piekvoorzieningen duurzaam zijn ingevuld. De keuze voor een decentraal werkend systeem is bewust genomen; er is dus niet van uitgegaan dat elektriciteit of waterstof continu beschikbaar is. In een eerdere meer strategische en toekomstgerichte studie is hier wel vanuit gegaan.<sup>10</sup> Probleem van die studie is dat de uitkomsten daarvan nog te ver van de huidige werkelijkheid liggen om op basis daarvan beslissingen voor nu nieuw te ontwikkelen warmtenetten te nemen. Het ontwikkelen van decentrale voorzieningsketens van waterstof kan een opmaat zijn voor eventuele opschaling in een breder systeem perspectief. Het in deze studie onderzochte en nog aan te leggen warmtenet betreft een deel van de wijk Dauwendaele (zie hoofdstuk 2.1).

Hoofdvraag:

- In hoeverre is er een rendabele integrale business case te maken voor een warmtenet in Dauwendaele en welke rol kan waterstof hierin spelen?

Deelvragen:

- Hoe ziet de voorzieningsketen van warmte aan de huishoudens van Dauwendaele eruit, inclusief productie, transportinfrastructuur en opslag, en welke factoren zijn bepalend voor de business case?
- In hoeverre is een met restwarmte en waterstof gevoed warmtenet in Dauwendaele technisch, economisch en maatschappelijk realiseerbaar is?
- In hoeverre is de conversie van lokale duurzame energie van zonne- en windenergie naar waterstof in de regio technisch en economisch haalbaar?
- In hoeverre is een waterstofwijkcentrale (WKK of brandstofcel) ook als hoofdroplossing voor het geplande warmtenet een optie?
- Wat zijn de financiële en ruimtelijke implicaties voor de bewoners?

Ook verkennen we in deze studie wat eventuele logistieke, juridische en maatschappelijke randvoorwaarden zijn. Uitkomsten van dit project worden direct gebruikt als input voor eventuele ontwikkelingsprojecten in de regio. Ook verkennen we naast de scope van de 833 woningen in Dauwendaele wat opschaling voor de totale wijk Dauwendaele betekent in technische en economische zin. Hiermee kunnen strategische afwegingen worden gemaakt in dimensionering van installaties met het oog op een eventuele vervolg fase van het warmtenet.

De resultaten zijn bedoeld voor DNWG Infra en Zeeuwind, alsmede voor beleidsmakers in de regio, als aanzet voor een eventueel ontwikkelingsproject. De resultaten kunnen daarmee aanleiding bieden voor een concreet demonstratieproject voor waterstof in de gebouwde omgeving. Zowel de business case berekeningen uit dit project, als een eventueel fysiek demonstratieproject, draagt bij aan de bewijsvoering rondom waterstof in de gebouwde omgeving, en kan zodoende leiden tot vergelijkbare initiatieven in de rest van Nederland.

---

<sup>10</sup> Berenschot, Waterstof voor warmtenetten, 2018

## 3. Configuraties en modelopbouw

In dit hoofdstuk worden de verschillende configuraties uiteengezet die voor deze haalbaarheidsstudie zijn gekozen en wordt ingegaan op de modellering. Allereerst worden de gekozen configuraties besproken, daarnaast worden een aantal alternatieven besproken. Vervolgens gaan we in op de opbouw van ons model. Tot slot wordt aandacht besteed aan de koudste winter simulatie en de berekening van elektriciteitsprijzen.

### 3.1 Configuraties warmtenet Dauwendaele

Het warmtenet kan opgebouwd worden uit verschillende configuraties. In deze studie kiezen we voor een drietal cases met varianten. Op deze manier kan goed vergeleken worden welke configuraties de meest kosteneffectieve configuraties zijn. Hieronder geven we een overzicht van deze configuraties en varianten, waarbij we aangeven waarom er voor gekozen is.

#### 3.1.1 Gekozen configuraties

Alle configuraties worden voorzien van duurzame elektriciteit die lokaal wordt opgewekt. Voor de warmteproductie en waterstofproductie is er op deze manier geen afhankelijkheid van landelijke infrastructuur. De waterstof zal ofwel met een eigen pijpleiding ofwel met tankwagens van de elektrolyser naar de waterstofketel vervoerd moeten worden. Hiervoor wordt per configuratie voor de goedkoopste optie gekozen. De problemen van duurzame elektriciteitsproductie worden in dit warmtenet lokaal opgelost. Er wordt dus geen gebruik gemaakt van het landelijke elektriciteitssysteem dat mogelijk met dezelfde (en gelijktijdige) problemen kampt. Wel wordt niet benutte elektriciteit aan het net geleverd, waarvoor SDE+ (subsidie) inkomsten worden aangenomen. Op het moment van een grijze windstille dag gaan we ervan uit dat de elektriciteitsproductie sterk daalt; een warmtenet dat op die momenten stroom van het net afneemt, is geen onderdeel van de oplossing voor fluctuerende elektriciteitsproductie. In de regio rond Middelburg is er door de partners ingeschat dat in de nabije toekomst mogelijkheid is voor het aanleggen van drie windmolens (9 MW) en van 4,5 ha zonneveld (3 MW), dit is daarmee ook het uitgangspunt van deze studie.

Naast deze duurzame wind- en zonne-energie, zal het warmtenet bestaan uit meerdere installaties. In het onderzoek onderscheiden we drie cases:

- Case 1: Restwarmte – de hoofdbron voor het warmtenet is restwarmte. Restwarmte is dichtbij Dauwendaele voorhanden, maar dekt de warmtevraag niet volledig. Een waterstof back-up en piekkelletel vult de overige warmtevraag in.
- Case 2: Volledig duurzaam – warmtenet dat volledig gevoed wordt uit wind- en zonne-energie. Een volledig duurzaam warmtenet (niet afhankelijk van restwarmte uit fossiele bron) en zonder een beroep te doen op de landelijke infrastructuur.
- Case 3: Warmte-kracht-koppeling (WKK) - warmtenet dat volledig gevoed wordt uit wind- en zonne-energie en dat ook zelf elektriciteit levert via een WKK op waterstof op de momenten dat er elektriciteitstekorten zijn.

Voor deze cases zijn drie varianten gedefinieerd:

- Variant A: Basisvariant zoals hierboven beschreven.
- Variant B: Toevoeging van een collectieve warmtepomp. In de detailstudie voor de ontwikkeling van het warmtenet uitgevoerd door DWA, wordt uitgegaan van een lucht-water-warmtepomp. Dit onderzoek sluit daarbij aan.
- Variant C: Toevoeging van een warmte-opslag. Dezelfde detailstudie van DWA, kijkt naar warmte-opslag via een "Ecovat", deze studie sluit daarbij aan.

Voor Case 3 geldt een verbijzondering van de analyse:

- Bijzonderheid: Elektriteitsprijzen voor 2030.  
Voor de WKK case (Case 3) is het belangrijk om een goede prijs voor de geproduceerde elektriciteit te krijgen. Door de modellering van elektriteitsprijzen voor 2030 kan de toekomstige business case van de WKK bestudeerd worden.

Voor Case 2C zijn nog een aantal extra analyses uitgevoerd:

- Analyse 1: Variatie in grote van de warmteopslag (Case 2D en E).  
In deze analyse wordt de invloed van de grote van de warmteopslag onderzocht
- Analyse 2: Toevoeging van zonnecollectoren (Case 2F).  
De gemakkelijkste route om warmte duurzaam op te wekken is via zonnecollectoren. Deze analyse laat zien wat de effecten zijn van de toevoeging van zonnecollectoren aan een volledig duurzaam warmtenet.
- Analyse 3: 'Dunkelflaute'.  
In koude en windstille weken zal het warmtenet ook warmte moeten leveren. Dit effect is het belangrijkste bij een volledig duurzaam warmtenet. In deze analyse onderzoeken we de invloed daarvan op het warmtenet.
- Analyse 4: Doorgroei.  
In deze analyse is gekeken hoe het warmtenet zowel met restwarmte (Case 1C) als zonder (Case 2C) kan doorgroeien tot een volledig duurzaam warmtenet. Daarnaast is de groei van het warmtenet tot de volledig wijk Dauwendaele onderzocht.

Figuur 6 geeft het overzicht van de configuraties per case, bijzonderheden en extra analyses. Een overzicht van de precieze parameters is te vinden in Bijlage 9.4.

		Restwarmte	Warmtepomp	Warmte-opslag	Waterstofketel (back-up/ piekvoorziening)	Waterstof WKK (2030)	Bijzonderheden, extra analyses, doorgroei
Case 1	A						
	B						
	C			Klein			Doorgroei
Case 2	A						
	B						
	C			Middel			Doorgroei 'Dunkelflaute'
	D			Groot			
	E			Klein			
	F			Middel		Zonne-warmte	
Case 3	A						Elektriteitsprijzen 2030
	B			Middel			Elektriteitsprijzen 2030

Figuur 6: overzicht van cases, varianten, bijzonderheden en extra analyses. \*De analyse doorgroei kijkt naar de doorgroei vanuit Case 1C en Case 2C.



### 3.1.2 Alternatieven warmtebronnen en opslagmogelijkheden

#### Warmtebronnen

Zoals in hoofdstuk 2 uiteengezet, hebben we de beschikbaarheid van verschillende bronnen van duurzame energie onderzocht. Waarbij uiteindelijk de volgende opties zijn afgevallen: geothermie, thermische energie uit afvalwater en oppervlakte water, WKO (zie ook 2.1: lokale duurzame opwek). In deze studie wordt het warmtenet volledig gevoed met duurzame energie uit wind en zon. Uitgangspunt hierbij is dat ten zuiden van Middelburg drie windmolens met een vermogen van 3 MW per stuk worden geplaatst wat resulteert in een totaal van 9 MW windenergie. Daarnaast is er nog 3 MW aan zonne-PV (4,5 ha) opgesteld. De hernieuwbaar opgewekte elektriciteit in combinatie met een warmtepomp en elektrolyse voor waterstof is naast de nabijgelegen restwarmte de voornaamste bron van energie voor het warmtenet. Daarnaast is inpassing van zonnewarmte ook los voor één case onderzocht.

#### Zonnewarmte

Decentrale zonnewarmte op woningdaken is niet onderzocht om verschillende redenen, er is wel gekeken naar inpassing van centrale productie van zonnewarmte bovenop de elektriciteitsproductie. Gekeken naar de inpassing van zonnewarmte als warmtebron, hierbij hebben we eerst gekeken of decentrale installatie op daken van woningen een optie is. Het idee is dat wanneer de zonnecollectoren op de daken warmte opwekken deze eerst in de woning wordt gebruikt en indien er geen vraag is of indien er een overschot is, deze aan het warmtenet wordt teruggeleverd. Voordeel hiervan is dat er geen (kostbare) warmtebuffer achter de meter ingebouwd hoeft te worden om de zonnecollectoren te faciliteren, omdat het warmtenet als buffer fungeert, wat normaal in een zonneboiler situatie wel noodzakelijk is. Om de zonnewarmte echter aan het warmtenet te kunnen leveren is het noodzakelijk om een losse warmtewisselaar op de retourleiding van het net aan te sluiten. De kosten voor deze extra inpassing wegen niet op tegen de voordelen, daarnaast zorgt decentrale productie achter de meter ook dat er minder warmte van het net wordt afgenomen wat de business case voor het net als totaal verslechterd. Vanwege deze redenen hebben we deze configuratie niet verder onderzocht, wel hebben we gekeken wat inpassing van een kleine centrale productie van zonnewarmte oplevert.

#### Warmtekrachtkoppeling

In Case 3 wordt de mogelijkheid onderzocht om vanuit waterstof naast warmte ook elektriciteit te produceren. In deze studie wordt er uitgegaan van een WKK in de vorm van een gasturbine. Naast een WKK kan een brandstofcel ook warmte en elektriciteit produceren. Een WKK is namelijk in investering en in onderhoud goedkoper dan een brandstofcel (zie Tabel 1)

De WKK in dit onderzoek staat op de eerste plaats in dienst van de productie van warmte. Maar een WKK kan ook een bijdrage leveren aan de leveringszekerheid in een fossiel vrij elektriciteitspark, door bij tekorten aan elektriciteit, elektriciteit te gaan produceren. Mogelijkheden om juist een WKK te gebruiken voor regelbaar vermogen in het elektriciteitssysteem is niet onderzocht.

Tabel 1: Verschillen in kosten en rendementen voor verschillende warmte(kracht)centrales.<sup>11</sup>

	KETEL	WKK	BRANDSTOFCEL
CAPEX [€/MW]	5.400	600.000	2.865.000
Vaste O&M [€/MW]	2.000	11.300	42.975
Variabele O&M [€/uur]	5	16	-

<sup>11</sup> Getallen zijn afkomstig uit het EnergieTransitieModel van Quintel, Hydrogen based energy conversion FactBook, 2014, SBC Energy Institute, Technology roadmap hydrogen and Fuel Cells, IEA, 2015 en The potential of power to gas, ENEA, 2016

	KETEL	WKK	BRANDSTOFCEL
Efficiëntie Elektra	-	43%	32%
Efficiëntie Warmte	93,4%	40%	40%
Efficiëntie totaal	93,4%	93%	72%

## Opslag

Een essentieel onderdeel van deze studie is de opslag van energie om te zorgen dat vraag en aanbod op elkaar afgestemd worden. Vooral in Case 2 en 3, wanneer er niet van de lokale aanwezige restwarmte wordt uit gegaan, is deze opslag extra essentieel omdat de energie dan alleen nog uit de intermitterende bronnen zon en wind komt.

Afhankelijk van de energiebron is opslag in verschillende delen van de keten opportuun. Aangezien in dit onderzoek de energie begint bij duurzame elektriciteit zijn de volgende opslagtechnologieën mogelijk:

- Elektromechanische, chemische en elektrische opslag, hiermee kan de elektriciteit opgeslagen worden om in een later stadium omgezet te worden in warmte.
  - **Niet meegenomen:** Deze opslagtechnologieën zijn niet meegenomen in de studie. Afhankelijk van het opslagtype zorgen verliezen over tijd; kosten per volume in combinatie met levensduur;<sup>12,13</sup> en nabij gelegen geografische onder- en bovengrond profielen, er voor dat het niet mogelijk is, of dat het te kostbaar, binnen de hier beoogde toepassing.
- Warmte-opslag, na conversie van elektriciteit naar warmte middels een warmtepomp, of direct geogoste zonnearmte.
  - Warmte-opslag is mogelijk in de vorm van een WKO, iets wat al veel in Nederland wordt toegepast. Echter de temperatuur van deze opslag mag niet te hoog zijn. Bovendien is de omgeving Middelburg niet geschikt voor dit type opslag zoals in hoofdstuk 2 benoemd is. In deze studie gaan we uit van een HTO (hoge temperatuur opslag), waarbij een groot gat wordt gegraven in de grond waarin vervolgens een soort gigantische ‘thermosfles’ wordt gebouwd. Hierin kan hoge temperatuur warmte over langere periodes bij relatief beperkte verliezen over tijd worden opgeslagen. Aannames over kosten voor deze technologie zijn terug te vinden in de appendix. De eerste projecten met deze vorm van HTO vinden inmiddels op kleine schaal in Nederland plaats. Ook zijn er andere concepten van HTO zoals in bestaande aquifers, welke niet gebruik maken van een relatief kostbaar ontwerp waarbij een gat wordt gegraven met een “thermosfles” constructie. Deze concepten worden echter nog niet toegepast. Bovendien wordt met deze technologie gebruik gemaakt van natuurlijke reservoirs in de ondergrond. Wet- en regelgeving verbieden deze vorm van opslag bij hoge temperaturen momenteel. Verder onderzoek naar risico’s en haalbaarheid dienen toepasbaarheid hiervan uit te wijzen. Vanwege deze reden worden de concepten niet meegenomen in de studie. Buiten deze restricties is de ondergrond weinig geschikt voor WKO systemen wat ook een goede indicatie is voor de geschiktheid van een dergelijk systeem.
- Waterstofopslag, na conversie van elektriciteit naar waterstof middels een elektrolyse-unit. Opgeslagen waterstof kan op een later moment door middel van een waterstofketel, WKK of brandstofcel worden omgezet in warmte (en indien van toepassing elektriciteit). Onderdeel van deze studie is het onderzoeken welke rol waterstof kan spelen binnen het aan te leggen warmtenet en welke rol hierin het meest voor de hand ligt.

<sup>12</sup> Routekaart Energieopslag 2030, Berenschot, DNV GL, TU Delft, 2015

<sup>13</sup> Lazard’s Levelized Cost Of Storage Analysis - Version 3.0, Lazard, 2017

- In deze studie wordt gasvormige waterstofopslag onder hoge druk (350 bar) meegenomen. Er zijn verschillende opslag technologieën (gasvormig, vloeibaar, in vaste materialen) voor waterstof die worden toegepast, dan wel worden onderzocht, waarvan een groot gedeelte nog een laag TRL niveau heeft. Momenteel komt vooral hoge druk opslag van waterstof in gasvorm tussen de 350 en 700 bar, omdat hier de beste kostenaannames voor beschikbaar zijn<sup>14</sup>. Waterstof is een klein molecuul waardoor hoge druk of een andere fase dan gas vereist is om waterstof met enigszins reële dichtheden te kunnen opslaan en vervoeren. Hierbij moet opgemerkt worden dat met reële dichtheden momenteel vooral gekeken is naar transport en opslag van waterstof voor toepassing in mobiliteit<sup>15</sup>. Wanneer er voldoende ruimte beschikbaar is en waterstof via een centraal leidingnet vervoerd kan worden is het ook denkbaar dat waterstof onder lagere druk opgeslagen kan worden. Dit vermindert de kosten voor de tank en compressie ten opzichte van het opgeslagen volume. Vanwege dit principe vindt de voordeligste vorm van waterstofopslag in zoutcavernes plaats. Deze vorm van opslag wordt momenteel in het buitenland al toegepast en gezien de aanwezigheid van zoutcavernes in Groningen wordt daar nu op een praktijklocatie onderzoek naar gedaan. Aangezien deze studie uitgaat van een nu te realiseren decentraal systeem en er in de omgeving van Middelburg geen beschikbare zoutcavernes aanwezig zijn is deze vorm van opslag niet meegenomen. De aanwezigheid van zoutcavernes in Nederland, in combinatie met een mogelijke transitie van het bestaande aardgasnet naar een waterstofnet, biedt wel perspectief om op termijn gebruik te kunnen maken van de zoutcavernes. Dit is reeds onderzocht in een strategische verkenning naar de toepassing van waterstof voor warmtenetten op langere termijn.<sup>16</sup>

---

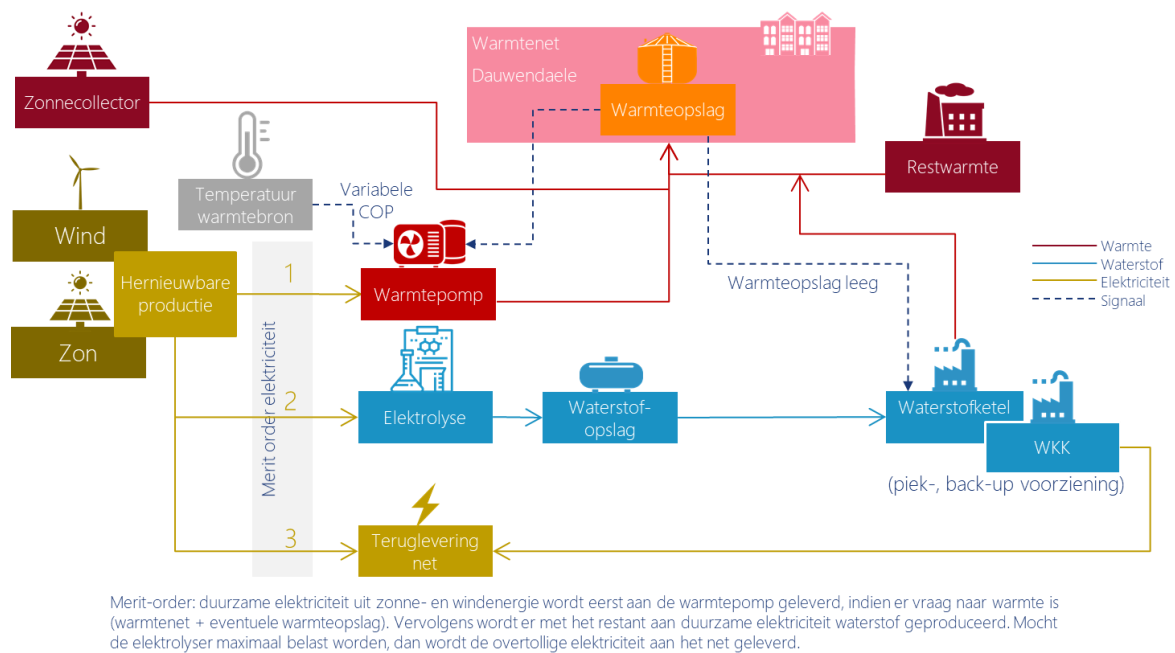
<sup>14</sup> Hydrogen based energy conversion FactBook, 2014, SBC Energy Institute

<sup>15</sup> Shell Hydrogen Study, ENERGY OF THE FUTURE?, Shell, 2017

<sup>16</sup> Berenschot, Waterstof voor warmtenetten, 2018

## 3.2 Model

### De basis principes



Figuur 7: Schematische weergave van de opbouw van het model zoals in de tekst toegelicht.

Het uitgangspunt van het model is het duurzame warmtenet in Dauwendaele, zie Figuur 7. Om de modellering van verschillende configuraties mogelijk te maken kunnen onderdelen van het model aan- of uitgezet worden, zodat een gewenste configuratie doorgerekend kan worden. Elk onderdeel van de configuratie heeft een energetische en economische component. De energetische component bestaat uit fysische en thermodynamische kengetallen. Hieronder vallen onder andere het vermogen, vollasturen en rendement. De economische component betreft kengetallen van investerings- en operationele kosten, levensduur, WACC, etc. Door beide componenten met elkaar te combineren in één model kunnen business cases geformuleerd worden waarin zowel de energetische eigenschappen als economische aspecten benoemd worden. Het model wordt door gerekend op uur basis voor een volledig jaar. Dit betekent dat van alle onderdelen in de desbetreffende configuratie de in- en outputs ieder uur van het jaar berekend zijn.

In het volgende stuk worden een aantal belangrijke parameters van het model benoemd. Een volledig overzicht van financiële en rendement aannames is te vinden in hoofdstuk 9.3 en hoofdstuk 9.4 laat de technische parameters per configuratie zien.

### Warmtevraag

Het model werkt vanuit twee kanten naar elkaar toe, namelijk vanaf de warmtevraag en vanaf de warmteproductie. Logischerwijs is gestart met de modellering vanuit de warmtevraag. De warmtevraag ontstaat bij de huizen in Dauwendaele. Voor de modellering van hun warmtevraag is een warmteprofiel gebruikt van een bestaand warmtenet met vergelijkbare huizen uit 2016. Er is gekozen voor het warmteprofiel van 2016, omdat dit over de laatste 18 jaar een gemiddeld jaar representeert wat graaddagen betreft.<sup>17</sup> Wel is de schrikkel dag in 2016 uit het warmteprofiel verwijderd. Het warmteprofiel is geschaald naar het gemiddeld jaarverbruik van de 833 woningen in Dauwendaele. Door deze schaling is de warmtevraag van alle woningen in Dauwendaele op uur basis

<sup>17</sup> CBS Statine, Klimaatgegevens; De Bilt temperatuur, neerslag en zonneshijns 1800-2014

bekend. Meegenomen kosten voor de bewoner, daarmee inkomsten van het warmtenet bestaat uit 4 componenten: NMDA-kosten voor warmte (€71,55 per MWh), BAK (€6.000 eenmalig per woning), vastrecht (€256,80 per jaar) en de afleverzet (€171 per jaar) zie voor het perspectief van de bewoner hoofdstuk 4.2.

Het warmtenet voorziet deze huizen van warmte. Kosten voor dit warmtenet zijn gebaseerd op kosten per aansluiting à €6.000 per aansluiting. De warmtevraag wordt ingevuld door een scala aan warmtebronnen. De mogelijke warmtebronnen zijn restwarmte, zonnecollectoren, warmtepomp, WKK en waterstofketel. Afhankelijk van de caseconfiguratie zal een aantal van deze warmtebronnen ingezet worden.

### Restwarmte

Bij het warmtenet van Dauwendaele is er een nabij gelegen hoge temperatuur restwarmtebron beschikbaar. Hoewel deze restwarmte voortkomt uit fossiele energiedragers, is het zeer zinvol de warmte in te voeden in het warmtenet van Dauwendaele. Dit heeft meerdere redenen. Ten eerste wordt de restwarmte nog niet benut, waardoor het zonde zou zijn om geen uitkoppeling te creëren met het warmtenet van Dauwendaele. Ten tweede biedt de restwarmtebron een constante baseload, hierdoor wordt de benodigde capaciteit van de componenten om het warmtenet te balanceren kleiner. Het is aangenomen dat de kosten van restwarmte beperkt zijn (€1/GJ). Investeringskosten gekoppeld aan de uitkoppeling van restwarmte zijn niet meegenomen.

### Zonnecollectoren

Naast restwarmte bieden ook zonnecollectoren direct hoge temperatuur warmte wanneer de zoninstraling hoog is. Om de warmteopbrengst van zonnecollectoren te bepalen, moet eerst het totale oppervlak aan zonnecollectoren bekend zijn. Wanneer dit bekend is, wordt het zoninstralingsprofiel afkomstig van KNMI weerdata uit 2016 gebruikt om de warmteopbrengst van zonnecollectoren per uur te bepalen.

De investeringskosten van zonnecollectoren zijn bepaald door het totale oppervlak aan zonnecollectoren te vermenigvuldigen met de turn-key kostprijs (€340/m<sup>2</sup>). De SDE+ inkomsten zijn beperkt vanwege de NMDA prijzen die voor de geleverde warmte door de eindgebruikers wordt betaald.

### Warmtepomp, WKK en waterstofketel

Warmtepomp, WKK en waterstofketel worden allen direct of indirect gevoed door hernieuwbare elektriciteit uit zonne- en windenergie. Een gevolg hiervan is dat de warmteproductie van de warmtepomp, WKK en waterstofketel (in)direct afhankelijk zijn van de elektriciteitsproductie door windturbines en zonne-PV. De warmtepomp wordt direct gevoed door hernieuwbare elektriciteit. Wanneer er geen hernieuwbare elektriciteit wordt opgewekt resulteert dat in een niet operationele warmtepomp. De WKK (die ook zelf elektriciteit levert) en waterstofketel zijn direct afhankelijk van de beschikbare hoeveelheid waterstof en indirect afhankelijk van het aanbod hernieuwbare elektriciteit. Waterstof wordt namelijk geproduceerd door de elektrolyser die alleen operationeel is wanneer er voldoende hernieuwbare elektriciteit voorhanden is. De waterstofopslag achter de elektrolyser zorgt ervoor dat waterstof gebufferd kan worden als er waterstof geproduceerd wordt maar er geen vraag naar is. De omgekeerde situatie, waarbij er geen waterstofproductie plaatsvindt maar er wel vraag is, is vanzelfsprekend ook van toepassing. In deze situatie wordt er waterstof uit de waterstofopslag onttrokken. De laatste genoemde situatie illustreert de waarde van waterstof, omdat waterstof op elk gewenst moment kan worden ingezet, zolang er waterstof beschikbaar is.

Belangrijke financiële parameters voor de warmtepomp zijn de investeringskosten à €500.000/MW, onderhoudskosten van €5.000/MW, de levensduur van 15 jaar en de aansluitkosten volgens de tarieven van DNWG Infra. De WKK is een factor tien duurder qua investering dan een waterstofketel (WKK: €600.000/MWth, waterstofketel: €60.000/MW). Ook het onderhoud van een WKK is ongeveer zes keer duurder en de levensduur van een WKK is iets korter. De investeringskosten van de elektrolyser zijn €1.150.000/MW, maar de onderhoudskosten hangen sterk af van het aantal draaiuren. De kosten voor de waterstofopslag zijn voornamelijk

investeringen in de tanks en voor een klein deel van de compressor; deze kosten bedragen ongeveer €7.000 per MWh capaciteit. Een overzicht van de aannames van de financiële parameters staan in hoofdstuk 9.3.

### Zonne-PV en windturbines

Het opgestelde vermogen van zowel de zonnepanelen als de windturbines bepaalt de totale elektriciteitsproductie per jaar. Vervolgens is, net zoals bij zonnecollectoren, de elektriciteitsproductie per uur bepaald door het zoninstralingsprofiel respectievelijk windsnelheidsprofiel (bijgesteld naar hubhoogte van de windturbine) afkomstig van KNMI weerdata uit 2016 van het nabijgelegen weerstation te Vlissingen te gebruiken.

De investering voor zon-PV is bepaald door het opgestelde vermogen te vermenigvuldigen met de kostprijs (zonne-PV: €800/kWp, omvormer: €84/kWp, kabel €150/m). Dezelfde methode is gehanteerd voor windturbines (turbine: €1112/kWp, fundatie €90/kWp). Onderhouds- en verzekeringskosten bedragen €9,56/MWh voor windmolens en €9,61/MWh voor zonnepanelen.

### Merit-order hernieuwbare elektriciteit

Hernieuwbare elektriciteit kan via meerdere routes worden ingezet in het duurzame warmtenet. Elke route heeft echter zijn eigen “waarde”. Dit betekent dat bepaalde routes te prefereren zijn boven andere. De merit order, de volgorde waarin de waarde van de opgewekte hernieuwbare elektriciteit afneemt, bepaalt in welke volgorde de route(s) bewandeld worden. De merit order is als volgt:

1. Elektriciteit naar warmtepomp (Productie van warmte)
2. Elektriciteit naar Elektrolyser (Productie van waterstof)
3. Elektriciteit naar het net (Teruglevering aan het net)

De geprefereerde route is elektriciteit naar warmtepomp voor de productie van warmte, omdat dit de meeste efficiënte manier is om elektriciteit in te zetten. Dit wordt veroorzaakt door de COP (coëfficiënt of performance<sup>18</sup>) van de warmtepomp. Het principe van een warmtepomp is relatief eenvoudig. Het grootste gedeelte van de warmte wordt gewonnen uit een warmtebron (in dit model de buitenlucht) en een kleiner gedeelte uit elektriciteit. Hierdoor kan met relatief weinig elektriciteit een aanzienlijke hoeveelheid warmte gecreëerd worden. De geproduceerde warmte wordt toegevoegd aan het warmtenet van Dauwendaele. De COP is afhankelijk van het verschil in brontemperatuur en afgiftetemperatuur. Een klein verschil zorgt voor een hoge COP en een groot verschil voor een lagere COP. Hoewel de afgiftetemperatuur constant is, varieert de buitentemperatuur continue waardoor de COP van de warmtepomp ook varieert. In Figuur 7 is daarom het effect van een variërende buitentemperatuur (Temperatuur warmtebron) op de COP van de warmtepomp geïllustreerd als een stippellijn.

De tweede route, elektriciteit naar elektrolyse is energetisch gezien niet de meest efficiënte manier om elektriciteit in te zetten. De waarde van de waterstof in dit model is echter hoog omdat het ingezet kan worden op momenten van piekwarmtevraag. Dit zorgt ervoor dat andere componenten in het warmtenet, zoals de warmtepomp en de warmteopslag, niet op de maximale piekvraag gedimensioneerd hoeven te worden. Een relatief kleine elektrolyser inclusief waterstofopslagfaciliteit is potentieel voordeliger, ook al het is energieverlies door de elektrolyser groot ( $\eta=75,8\%$  bovenwaarde). Warmte uit waterstof kan worden opgewekt door zowel een waterstof-WKK als een waterstofpiekketel. Het voordeel van een waterstof-WKK ten opzichte van een waterstofpiekketel is de productie van elektriciteit naast warmteproductie. Hierdoor kan elektriciteit teruggeleverd worden aan het net. Echter, gaat dit wel ten koste van de hoeveelheid geproduceerde warmte, zie Tabel 1.

Teruglevering aan het net, de derde route, is de minste gewenste route, maar in tijden van piekelectriciteitsproductie onontkoombaar. Dit wordt veroorzaakt door de maximale capaciteit van de andere componenten. Zo hebben de warmtepomp en elektrolyser beide een maximaal vermogen. Wanneer de

<sup>18</sup> Zie wikipedia voor uitleg over COP: <https://nl.wikipedia.org/wiki/Warmtepomp>

elektriciteitsproductie groter is dan het vermogen van beide componenten, dan zal de elektriciteit teruggeleverd worden aan het net. Een andere mogelijkheid is dat de warmteopslag maximaal is opgeladen en er weinig warmtevraag is. Hierdoor kan de warmtepomp niet op maximaal vermogen draaien omdat de warmte niet aan de warmteopslag kan worden toegevoegd. Hetzelfde geldt voor de elektrolyser. Wanneer de waterstofopslag zijn maximale capaciteit heeft bereikt kan de elektrolyser geen waterstof meer produceren. Vooral in de zomer zal een situatie als deze voorkomen wanneer de warmtevraag laag is en de warmte- en elektriciteitsproductie hoog.

### Warmteopslag

Warmteopslag heeft als doel fluctuaties in de balans tussen warmteproductie en warmtevraag te dempen. Zo kan in tijden van warmteoverproductie de warmteopslag worden opgeladen en op momenten van piekvraag warmte uit de opslag worden onttrokken. Het model is zo gemodelleerd dat alle geproduceerde warmte door de warmteopslag heen stroomt, ongeacht de balans tussen warmteproductie en warmtevraag. Aangezien de warmteopslagcapaciteit afhankelijk is van de gewenste configuratie, kan het voorkomen dat warmteopslag de maximale capaciteit bereikt waarin er langdurige periode van overproductie zijn.

De investeringskosten van de warmteopslag zijn bepaald door de capaciteit te vermenigvuldigen met het bijbehorende kengetal (€6.670/MWh). Hiermee is warmteopslag voor een zelfde capaciteit al goedkoper dan waterstofopslag á €7.000/MWh.

### Merit order warmteopslag

De merit order bepaald de volgorde waarin de warmteopslag wordt opgeladen. Bij een warmteoverschot is het preferabel om de goedkoopste warmte eerst op te slaan. De merit order is daarom als volgt:

1. Restwarmte
2. Warmte uit zonnecollectoren
3. Warmte afkomstig van de warmtepomp (de warmtepomp wordt aangedreven door hernieuwbare elektriciteit. Deze elektriciteit kan ook teruggeleverd worden aan het net.)
4. Warmte uit WKK

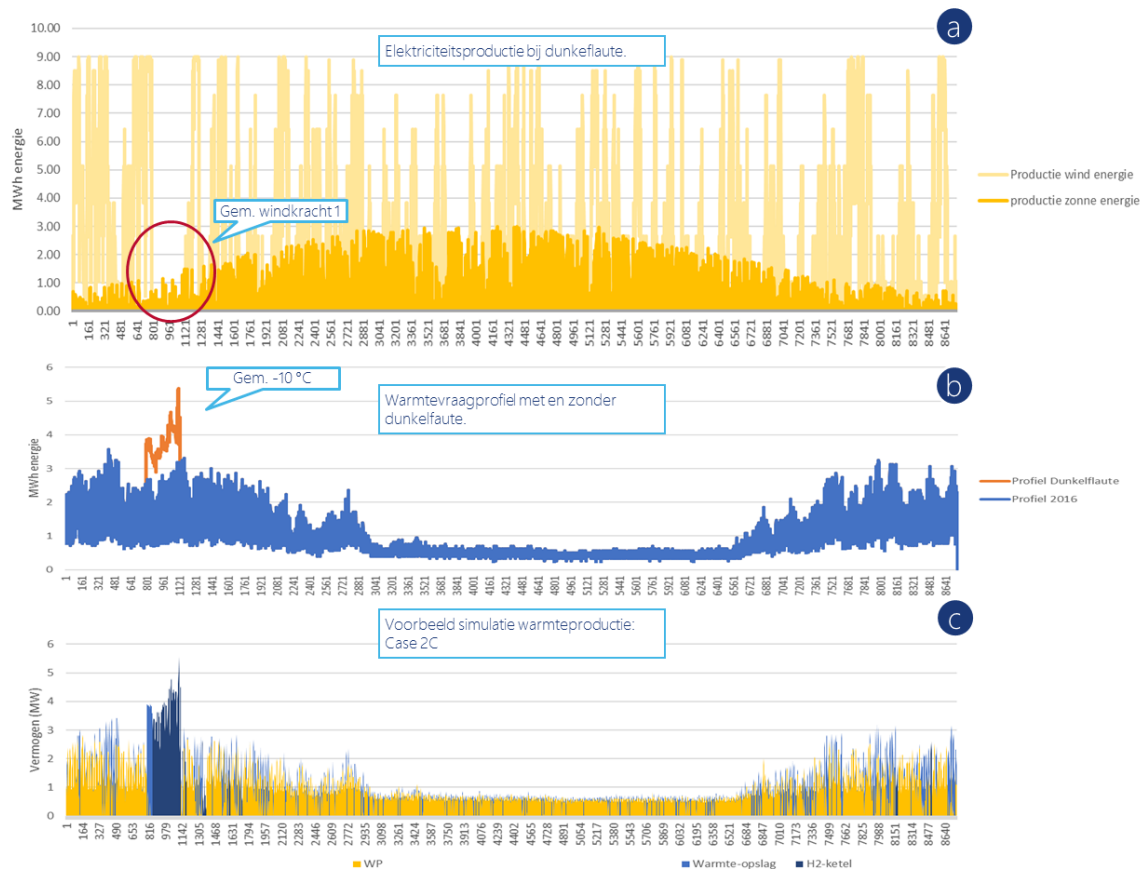
## 3.3 Koudste winter en Dunkelflaute

### Waarom een koudste wintersimulatie?

Om leveringszekerheid en comfort te kunnen garanderen is een koudste wintersimulatie met windstilte gedaan, op basis hiervan is de warmteproductie capaciteit van de piekkelletel gedimensioneerd. In deze studie is het warmtenet gemodelleerd op basis van een warmtevraag voortkomend uit de gemiddelde gasvraag van de afgelopen jaren. Het warmtevraagprofiel is gebaseerd op data van een bestaand warmtenet uit 2016. Dit is gedaan om een representatief profiel te simuleren. Warmteprofielen gebaseerd op gasvraag hebben een grilliger profiel met meer pieken dan warmtenetten. Vanwege de bufferwerking/vertraging in het net hebben warmtenetten een vlakker profiel.

Voor de koudste wintersimulatie is op basis van graaddagen een correctie toegepast op het warmteprofiel waardoor in de periode van 3 februari tot 17 februari de warmtevraag bij een gemiddelde temperatuur van -10°C voor 14 dagen wordt gesimuleerd. Daarnaast is de windsnelheid voor de windprofielen, waarvan de windenergie opbrengst afhankelijk van is, kunstmatig terug geschroefd naar een gemiddelde van windkracht 1 (zie Figuur 8, a en b). Hierdoor ontstaat een hoge warmtevraag bij een lage tot verwaarloosbare beschikbaarheid aan hernieuwbare energie. Inzet van een warmteopslag is hierdoor noodzakelijk. Echter, vanwege de beperkte omvang is deze na 2 à 3 dagen leeg, waarna waterstof moet worden aangevoerd om de waterstofketel in te schakelen (Figuur 8, c). Een dergelijk extreme koude periode in combinatie met windstilte voor zo'n lange periode is zeldzaam. In de afgelopen 12 jaar is de langste koude periode een periode van 10 dagen geweest bij een

gemiddelde temperatuur van -5 graden Celsius, bovendien was het in die periode ook niet geheel windstil. De door ons gesimuleerde winter is dus een extreem zeldzame situatie die de robuustheid van het systeem kan testen.



Figuur 8: Bovenstaande grafieken geven respectievelijk de elektriciteitsproductie van zon- en windenergie (a), de warmtevraag (b) en de warmteproductie (c) weer voor de gesimuleerde Dunkelflaute.

### 3.4 Energieprijzen 2030

Voor de modellering van de elektriciteitsprijzen is gebruik gemaakt van het KyPF model van KYOS<sup>19</sup> en berekeningen van Berenschot. Door dit KyPF model toe te passen kan de elektriciteitsmarkt van Noordwest Europa gemodelleerd worden. Hierbij is 2016 als basisjaar gekozen, om aan te sluiten met de klimaatprofielen in de rest van deze studie. De berekeningen van Berenschot vullen de modellering aan bij technisch onmogelijke balanseringen en richten zich op de effecten van toegenomen elektrificatie in 2030.

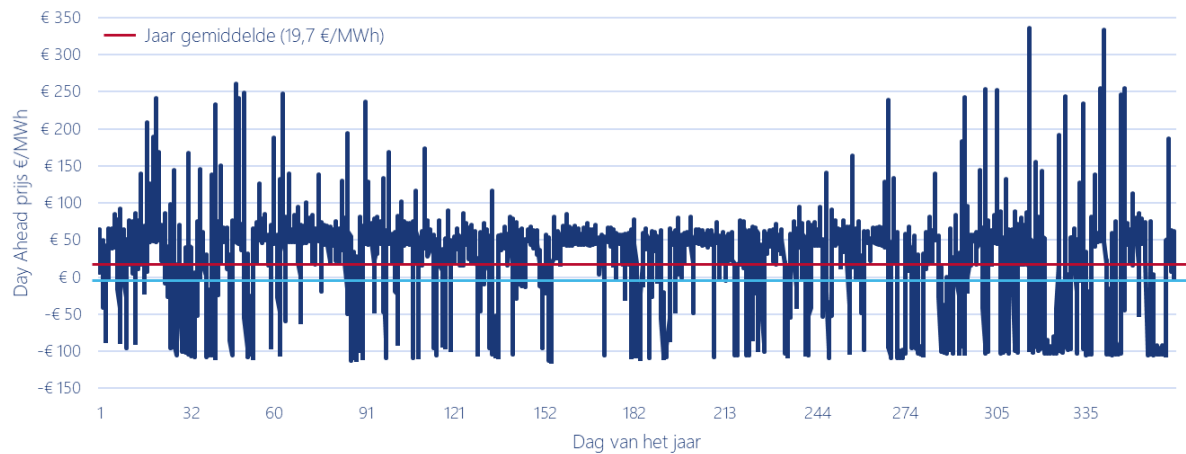
In de modellering van de elektriciteitsprijzen wordt rekening gehouden met de toegenomen elektrificatie in 2030 door bijvoorbeeld warmtepompen en elektrische auto's. Hierdoor worden de prijzen voornamelijk beïnvloedt wanneer er stroomtekorten zijn. Dit zijn van nature al uren met hogere elektriciteitsprijzen, maar dit effect wordt versterkt door de toegenomen elektrificatie.

<sup>19</sup> [www.kyos.com](http://www.kyos.com)



Tabel 2: Elektriciteitsprijzen - modellering voor 2030 en historische prijzen voor 2016, 2017 en 2018

Elektriciteitsprijzen per MWh	2030	Historisch: <sup>20</sup>	2016	2017	2018
Maximaal	€ 336,19		€ 135,00	€ 151,07	€ 175,00
Minimaal	€ -112,57		€ 2,79	€ 1,74	€ 0,55
Gemiddeld	€ 19,74		€ 32,25	€ 39,31	€ 49,81



Figuur 9: Illustratie van de gemodelleerde elektriciteitsprijzen in 2030 voor de Day Ahead markt.






<sup>20</sup> APX spotprijzen, day-ahead en op uurbasis

## 4. Resultaten

### 4.1 Integrale kosten en baten

In deze paragraaf worden de resultaten van de cases en verschillende configuraties uiteengezet. Beginnend met een samenvatting (Tabel 3) worden vervolgens de resultaten met betrekking tot integrale kosten en baten en energieverdeling per techniek voor Case 1 t/m 3 gepresenteerd. Per case zijn vervolgens de belangrijkste observaties uiteengezet. Belangrijk om te benoemen is dat voor alle cases een integrale business case is berekend met lokale zon- en windenergie met respectievelijk 3 en 9 MW opgesteld vermogen. Verder zijn ook lokale infrastructuurkosten meegenomen. Bij de baten zijn dan ook niet alleen de baten van het warmtenet meegenomen, maar ook de opbrengsten uit zon- en windenergie in de vorm van SDE+ subsidie (hierbij is de looptijd van de subsidie in acht genomen). Meer informatie over de opgestelde vermogens en kosten aannames is te vinden in de Appendix.

Tabel 3: Overzicht van verschillende cases en onderzochte configuraties. Per case en configuratie zijn in onderstaande tabel respectievelijk de volgende resultaten weergegeven: ROI (return on investment), de investering, de LCOE voor warmte-opslag (life cycle cost of energy), roundtrips voor warmte-opslag (aantal keer in het jaar dat het volledige vermogen van de opslag is benut), LCOE voor waterstofopslag en roundtrips voor waterstof opslag.

			Restwarmte	Warmtepomp	Warmte-opslag	Waterstofketel (back-up/ piekvoorziening)	Waterstof WKK (2030)	ROI	Investe- -ring	 W. opslag LCOE €/MWh	Round- trips	 H2- opslag LCOE €/MWh	Round- trips
Case 1	A							-0,7%	€ 33,3 miljoen	-	-	€ 191	1,9
	B							1,8%	€ 24,0 miljoen	-	-	€ 221	1,6
	C				Klein 			3,0%	€ 21,3 miljoen	€ 29	21,5	€ 281	1,3
Case 2	A							-3,4%	€ 40,0 miljoen	-	-	€ 76	4,8
	B							-0,6%	€ 29,5 miljoen	-	-	€ 160	2,3
	C				Middel 			1,5%	€ 23,2 miljoen	€ 54	11,3	€ 350	0,9
	D				Groot 			0,8%	€ 24,7 miljoen	€ 137	4,5	-	-
	E				Klein 			0,8%	€ 25,2 miljoen	€ 14	45,9	€ 272	1,3
	F				Middel 		Zonne- warmte 		1,3%	€ 24,3 miljoen	€ 54	11,3	€ 350
Case 3	A							-3,7%	€ 42,8 miljoen	-	-	€ 78	4,7
	B				Middel 			1,3%	€ 23,7 miljoen	€ 55	11,3	€ 229	1,6

### Samenvatting van resultaten

- Goedkope restwarmte met warmtepomp en warmte-opslag combinatie, waarbij de waterstofketel als piekvoorziening en back-up wordt gebruikt voor een extra koude winter, zorgt voor het hoogste integrale rendement en heeft de laagste investering (Case 1).
- Duurzaam perspectief zonder restwarmte is mogelijk met een warmtepomp en warmte-opslag combinatie, waarbij de waterstofketel als piekkel (1%) en back-up in de in de winter fungeert (Case 2).

Inzet van een waterstof WKK biedt ook bij de gesimuleerde energieprijzen voor 2030 geen perspectief. Case 2C en Case 3B zijn hetzelfde op de WKK na. De waterstof WKK genereert onvoldoende opbrengsten uit elektriciteit bij momenten van hoge energieprijzen om te compenseren voor extra jaarlijkse kosten (Case 3). Het aantal momenten van voldoende hoge prijzen is hiervoor te beperkt (slechts 73 uur voor Case 3A).

- Waterstof is kostbaar en daarom alleen inzetbaar wanneer de waarde het grootst is. Bijvoorbeeld op piekmomenten of wanneer er een zeer koude windstille periode is (hoofdstuk 4.1.4). De negatieve rendementen zijn voornamelijk een gevolg van omvangrijke waterstofinzet, omdat waterstofopslag en elektrolyse te kostbaar zijn.
  - Vanwege de lage energiedichtheid van waterstof is hoge druk nodig, dat maakt opslag kostbaar. Dit maakt alleen lokale waterstofopslag in beperkte hoeveelheden haalbaar. Echter, wanneer een landelijk dekkend waterstofnet zou ontstaan wordt deze drempel grotendeels weggenomen.<sup>21</sup>

Rendementsverliezen als gevolg van omzetting van elektriciteit naar waterstof door middel van elektrolyse zorgen voor een significant energieverlies (hoofdstuk 9.3), vooral vergeleken met de inzet van een warmtepomp waarbij er ook nog duurzame warmte van een externe bron (in dit geval buitenlucht) wordt gewonnen.

- Waterstoftransport per tankwagen is de voordeligste optie in de onderzochte situatie van Dauwendaele. De waterstofleiding weergegeven in Figuur 5 is alleen rendabel wanneer transportvolumes van waterstof groter worden. De totale business case wordt echter negatief wanneer grotere waterstof volumes getransporteerd worden ten gevolge van andere factoren.
- Rendabele case voor benutting van zonne-energie voor warmte vraagt drastische kostenreductie in warmte-opslagsystemen.

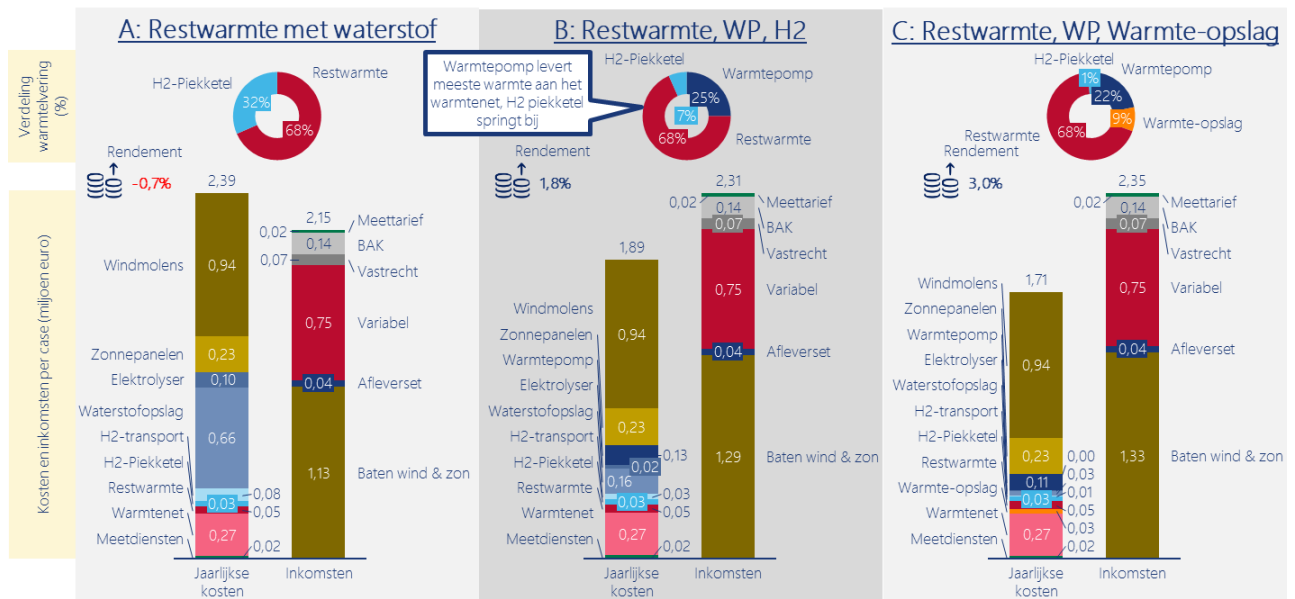
Tabel 3 laat zien dat de Case 1C het hoogste rendement haalt bij de laagste investering. De goedkope restwarmte in combinatie met efficiënte inzet van de warmtepomp biedt de beste uitkomsten van alle onderzochte configuraties. Dit komt mede door de toevoeging van een warmteopslag (212 MWh, goed voor ongeveer drie tot vier volledige winterdagen) waardoor de uit zon en wind geproduceerde elektriciteit kan worden gebalanceerd met de warmtevraag. Ook zorgt de warmteopslag voor extra vermogen wanneer de warmtepomp en restwarmte niet volstaan om de warmtevraag te dekken, pas daarna gaat de waterstofketel aan. De waterstofketel is in deze situatie alleen noodzakelijk als back-up. Vooral in het geval van een koude winter in combinatie met Dunkelflaute. Tevens is er gekeken naar de inzet van een kleinere warmteopslag voor Case 1 (42 MWh). In dat geval moet de waterstofketel wel op een aantal momenten als piekketel fungeren wanneer de warmteopslag in de winter tekort komt. Het rendement in beide situaties is vrijwel identiek. Tabel 3 laat zien dat waterstofopslag in combinatie met de productie van waterstof vanuit duurzame bronnen te kostbaar is voor dag- tot weekopslag, daarvoor is warmteopslag geschikter ook omdat dit zorgt voor extra benutting van de goedkopere warmte uit de warmtepomp. Tabel 3 laat ook zien dat er voor Dauwendaele een duurzaam perspectief met waterstof haalbaar is, ook zonder restwarmte. Interessant is de keuze voor een bepaalde warmteopslag grootte. Hoe groter de warmteopslag wordt, hoe minder roundtrips worden gemaakt, waardoor de kosten per opgeslagen hoeveelheid energie toenemen.

#### 4.1.1 Case 1

Het doel van Case 1 is om te onderzoeken welke rol waterstof kan vervullen naast de restwarmtebron en wanneer de meest duurzame, betrouwbare en betaalbare case te maken is. Een vereiste is het gebruik van lokale bronnen zonder het elektriciteitsnet als batterij te laten fungeren.

<sup>21</sup> Berenschot. Waterstof voor warmtenetten. 2018

Case 1 betreft in de basis warmtelevering vanuit de nabij gelegen restwarmtebron, aangevuld met een waterstofketel. Daarnaast is onderzocht wat het effect is van eventuele toevoeging van een warmtepomp, gevolgd door warmteopslag op de integrale business case (Figuur 10).



Figuur 10: Case 1A: Restwarmte en waterstof back-up/piekketel met daarbij opbouwend: B, + warmtepomp en C + warmteopslag. Weergegeven staan per variant links de jaarlijkse kosten en rechts de jaarlijkse inkomsten. In de cirkeldiagram is per variant aangegeven in welke verhouding de verschillende technologieën de warmtevraag invullen. Het rendement is berekend door de jaarlijkse netto opbrengsten dan wel verliezen te delen door de totale investering.

### Belangrijkste observaties voor Case 1 A t/m C zijn:

#### Case 1A:

- Geen rendabele business case, voornamelijk vanwege aanzienlijke kosten voor waterstofopslag.
- Waterstofketel dekt een groot gedeelte van de warmtevraag (37%).
- Baten uit wind en zon (SDE+) zijn net kostendekkend, beperkte teruglevering vanwege productiewaterstof.
- Waterstoftransport gebeurt via pijpleiding vanwege het grote volume.

#### Case 1B:

- Warmtepomp zorgt voor rendabelere warmteproductie ten opzichte van waterstofketel, hierdoor is de case nu wel positief.
- Waterstofketel alleen nog noodzakelijk voor de (seizoens)pieken (8%).
- Baten uit zon en wind zijn hoger omdat er meer elektriciteit teruggeleverd kan worden dankzij rendement warmtepomp.
- Vanwege beperktere waterstof inzet, geschiedt transport nu per tankwagen. Aanleg van de in Figuur 5 getoonde waterstofleiding is nu kostbaarder dan transport over de weg.

#### Case 1C:

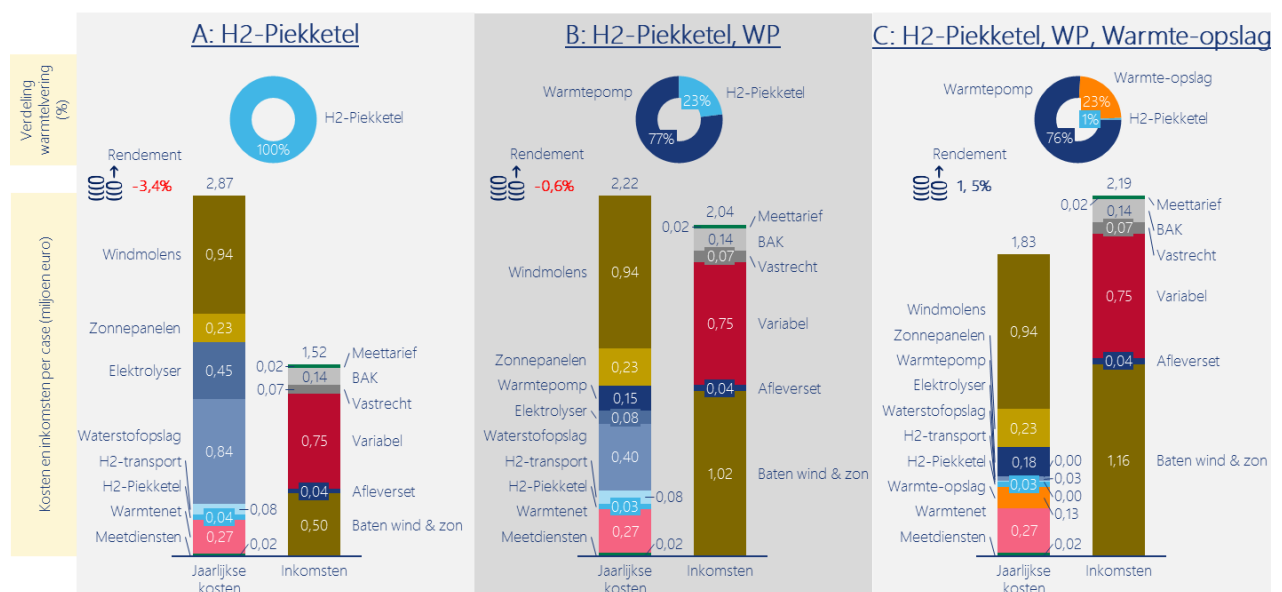
- Business case wordt aanzienlijk beter, beperkte grootte van waterstofopslag, warmteopslag zorgt ervoor dat waterstofketel alleen voor "uiterste" pieken nodig is (de waterstofketel is ook noodzakelijk in een Koudste winter en Dunkelflaute situatie).
- Kosten zijn lager vanwege daling in waterstofopslag- en elektrolysekosten.
- Baten zijn iets hoger vanwege verdere benutting warmtepomp dankzij warmteopslag. Hierdoor zijn er minder energieverliezen als gevolg van elektrolyse en meer teruglevering van elektriciteit aan het net.

In eerste instantie is er gekeken of restwarmte, aangevuld met lokaal opgewekte waterstof in combinatie met de SDE+ opbrengsten van geleverde zonne- en windenergie, een rendabele business case biedt. Dit is duidelijk niet het geval. Vooral de kosten voor de waterstofopslag zijn excessief. Ook valt op dat opbrengsten uit teruglevering aanzienlijk minder zijn in Case 1A dan bij Case 1B en 1C, vanwege de energieverliezen die optreden bij elektrolyse ten opzichte van de winst die de warmtepomp heeft door extra warmtewinning uit externe bron (buitenlucht in dit geval, 2.1). Case 1B biedt perspectief voor waterstof in het warmtenet en laat een rendabele business case zien, wat opvalt is dat deze winst voornamelijk voorkomt uit teruglevering elektriciteit. Pas vanaf Case 1C is te zien dat het warmtenet rendabel wordt, de warmteopslag zorgt voor een optimale inzet van warmtepomp waardoor de waterstofketel alleen in de uiterste pieken wordt ingezet en als back-up dient.

#### 4.1.2 Case 2

Het doel van Case 2 is om te onderzoeken of er een duurzaam, betrouwbaar en betaalbaar perspectief voor Dauwendaele is zonder restwarmte met gebruik van lokale bronnen en zonder het elektriciteitsnet als batterij te laten fungeren.

Case 2 gaat uit van een volledig lokaal duurzaam energiesysteem voor warmte, waarbij er geen restwarmtebron meer aanwezig is zoals in Case 1. Reden om dit te onderzoeken is of er ook nog een rendabele business case is voor een duurzaam en betrouwbaar warmtesysteem wanneer de restwarmtebron van het beoogde warmtenet op termijn zou verdwijnen. Daarom is voor Case 2 ten eerste onderzocht of een warmtenet volledig voorzien door waterstof haalbaar is. Vervolgens is gekeken wat het effect is van toevoeging van een warmtepomp en warmteopslag.



Figuur 11: Case 2A: Waterstofketel als hoofdbron, met daarbij opbouwend: B + warmtepomp en C + warmteopslag. Weergegeven staan per variant links de jaarlijkse kosten en rechts de jaarlijkse inkomsten. In de cirkeldiagram is per variant aangegeven in welke verhouding de verschillende technologieën de warmtevraag invullen. Het rendement is berekend door de jaarlijkse netto opbrengsten dan wel verliezen te delen door de totale investering.

#### Belangrijkste observaties voor Case 2 A t/m F zijn:

##### Case 2A:

- Onrendabele business case
- Verliezen bij waterstofproductie en waterstofopslag zorgen voor lagere energiebatan uit zonne- en windenergie.

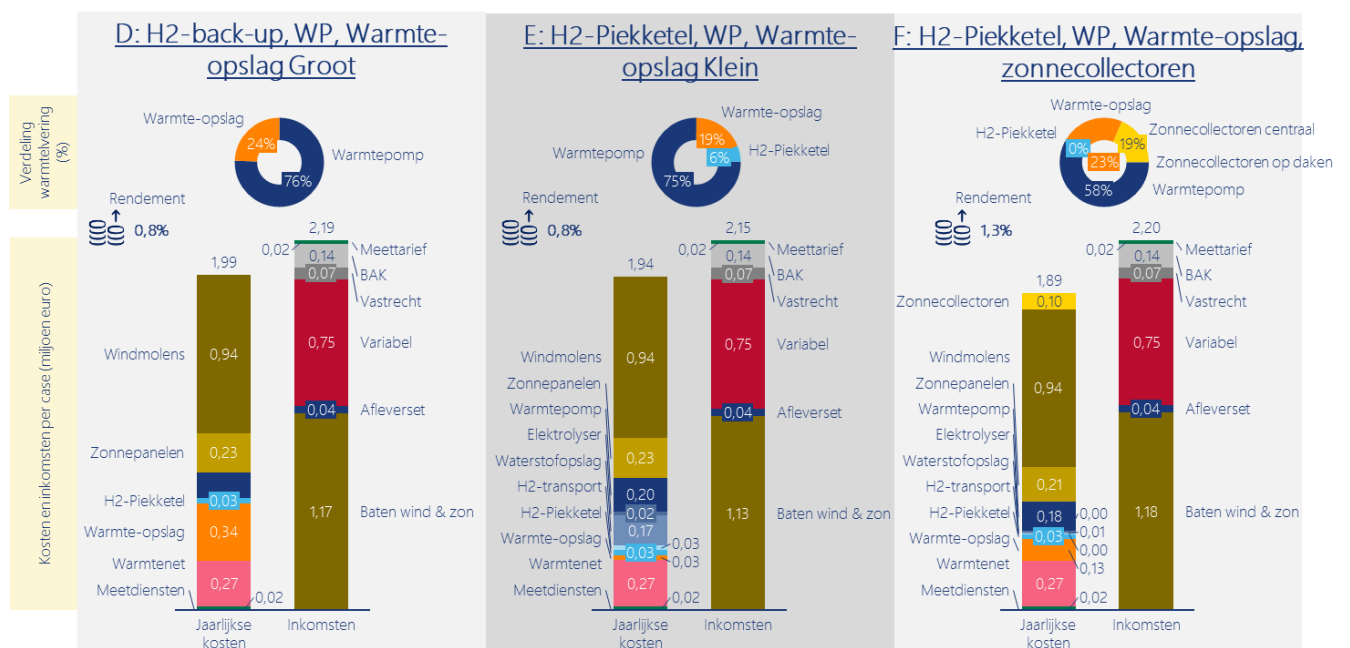
- Investering in waterstofopslag en elektrolyse zorgt voor aanzienlijke kosten, meer dan 50% van totale jaarlijkse systeemkosten.

### Case 2B:

- Onrendabele business case maar gunstiger dan Case 2A.
- Toevoeging van warmtepomp zorgt voor een aanzienlijk hoger energetisch rendement. Wind- en zonne-energie productie overlapt dusdanig met de warmtevraag dat de warmtepomp 77% van de vraag direct kan voorzien.
- Waterstofproductie en met name waterstofopslag, zorgt toch nog voor aanzienlijke kosten ten opzichte van geleverde warmte door waterstofketel.

### Case 2C:

- Rendabele business case door betere benutting warmtepomp dankzij middelgrote warmteopslag, goed voor 3-4 dagen piekvraag en daarmee ruimvoldoende voor dag-nacht buffering (212 MWh t.o.v. ~10.000 MWh totale warmtevraag).
- Toevoeging van een warmteopslag aan het systeem zorgt voor grotere benutting van warmtepomp waardoor waterstofketel alleen nog voor pieken vereist is.
- Beperkte inzet waterstof creëert rendabele case met robuust duurzaam energiesysteem.



Figuur 12: Case 2D: warmtepomp en grote warmte-opslag (558 MWh), E kleine warmte-opslag (42 MWh) en F middel warmte-opslag (212 MWh) met zonnecollectoren. Weergegeven staan per variant links de jaarlijkse kosten en rechts de jaarlijkse inkomsten. In de cirkeldiagram is per variant aangegeven in welke verhouding de verschillende technologieën de warmtevraag invullen. Het rendement is berekend door de jaarlijkse netto opbrengsten dan wel verliezen te delen door de totale investering.

### Case 2D en 2E:

- De meerkosten voor een grotere warmteopslag (Case 2D) zorgen voor een minder positieve business case t.o.v. Case 2C. Omvang van de opslag wordt groter waardoor het aantal roundtrips minder wordt en kosten per opgeslagen hoeveelheid warmte hoger (Tabel 3)
- Waterstofketel bij Case 2D is nog steeds noodzakelijk bij koudste windstille winter simulatie. Dit resultaat is niet in Figuur 12 te zien maar wel los gesimuleerd, de grote warmteopslag kan het warmtenet voor 8 dagen bij  $-10^{\circ}\text{C}$  voorzien. De gesimuleerde koude periode duurt langer (hoofdstuk 3.3).

- Kleine warmteopslag zorgt grotere waterstofvraag en daardoor minder een rendabele case.

### Case 2F:

In Case 2F (Figuur 12) is een halve hectare van de fotovoltaïsche zonne-installatie vervangen door zonnecollectoren. De referentie voor deze case is Case 2C waarbij er geen zonnewarmte is maar een even grote warmteopslag.

- Economisch rendement lager, energetisch rendement is hoger.
- Zonnewarmte vervangt deel van warmteproductie door de warmtepomp, waardoor meer teruglevering van Zonne-PV en iets kleinere warmtepomp mogelijk is.
- Case 2F is minder positief dan Case 2C omdat de kosten voor de zonnecollectoren hoger liggen. Daarnaast heeft fotovoltaïsche zonne-energie gunstigere SDE+ opbrengsten.
- Het systeem van Case 2F genereert netto meer energie dan Case 2C omdat de zonnecollectoren per oppervlak meer energie generen, hierdoor kan er meer teruggeleverd worden en zijn de totale inkomsten in Case 2F hoger dan in Case 2C.
- Een warmteopslag is voor zonnewarmte essentieel voor een juiste benutting van de geproduceerde warmte.

Zonnecollectoren concurreren in dit geval met een warmtepomp gevoed door elektriciteit van de zon. Daar vanuit gaande zouden zonnecollectoren gunstiger uit moeten komen gezien de gecombineerde jaarlijkse kosten verhouding. Echter de warmtepomp wordt in dit geval ook gevoed door de lokale windenergie die ten eerste een grote overlap met warmtevraag heeft in de winter en een stuk meer draaiuren dan zonne-energie. Wanneer alleen van zonne-energie uit zou worden gegaan, is de benodigde opslag om de warmtevraag van de zomer naar de winter te verschuiven dermate kostbaar dat deze al de gehele business case negatief maakt. Voor het gebruik van zonne-energie voor warmtenetten, dan wel met zonnecollectoren, dan wel in combinatie met een warmtepomp, dienen de kosten voor warmteopslag drastisch te verminderen.

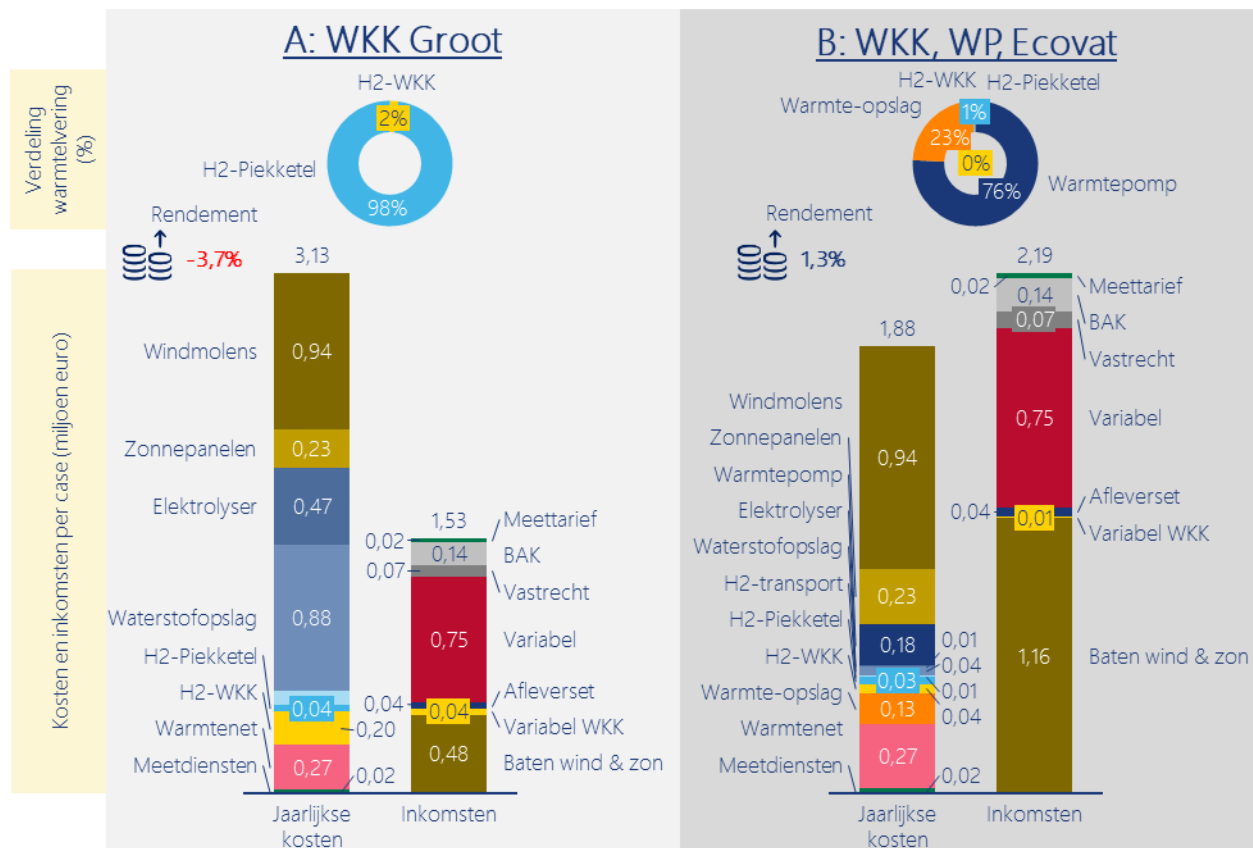
De resultaten van Case 2C t/m F, laten zien dat er een rendabele business case zonder lokale restwarmte mogelijk is. Alleen met waterstof is dit niet haalbaar. Een combinatie van een warmtepomp met warmteopslag is noodzakelijk voor optimaal gebruik van de lokaal opgewekte duurzame elektriciteit. Het optimum voor een gemiddeld jaar wat betreft de warmteopslag ligt voor deze case ergens tussen de 200 en 300 MWh waarbij er nog wel een kleine inzet van waterstof benodigd is voor piekmomenten in de winter (zie ook Figuur 12).

#### 4.1.3 Case 3

Doel van deze case is om te onderzoeken of inzet van een waterstof WKK in 2030, op momenten dat de elektriciteitsprijs in 2030 (hoofdstuk, 3.4) hoog is, kan zorgen voor een rendabele business case.

Case 3 gaat uit van een volledig lokaal duurzaam energiesysteem voor warmte met inpassing van een warmtekrachtkoppeling. Deze case gebruikt in beginsel dezelfde aannames als Case 1, er is dus geen restwarmte aanwezig. Gekeken is of er een rendabele business case te maken is met de inzet van een waterstof WKK

### Belangrijkste observaties voor Case 3A en 3B zijn:



Figuur 13: Case 3A: Waterstofketel i.c.m. een WKK, met daarbij opbouwend: B + warmtepomp en warmte-opslag. Weergegeven staan per variant links de jaarlijkse kosten en rechts de jaarlijkse inkomsten. In de cirkeldiagram is per variant aangegeven in welke verhouding de verschillende technologieën de warmtevraag invullen. Het rendement is berekend door de jaarlijkse netto opbrengsten dan wel verliezen te delen door de totale investering.

#### Case 3A:

- Investering in de waterstof WKK is fors vergeleken met het aantal draaiuren, aantal momenten van voldoende hoge prijzen te beperkt om te renderen (slechts 184 vollasturen).
- Verliezen bij waterstofproductie en waterstofopslag zorgen voor lagere energiebaten.
- Baten door verschuiving elektriciteitsproductie naar voordelige uren te beperkt. Aantal uren in combinatie met prijsverschil tussen warmtebaten en elektriciteitsbaten (2030 prijzen) is onvoldoende.
- Daarnaast is er extra duurzame elektriciteit nodig om het warmtenet te voeden voor compensatie omzettingsverliezen van de WKK.

#### Case 3B:

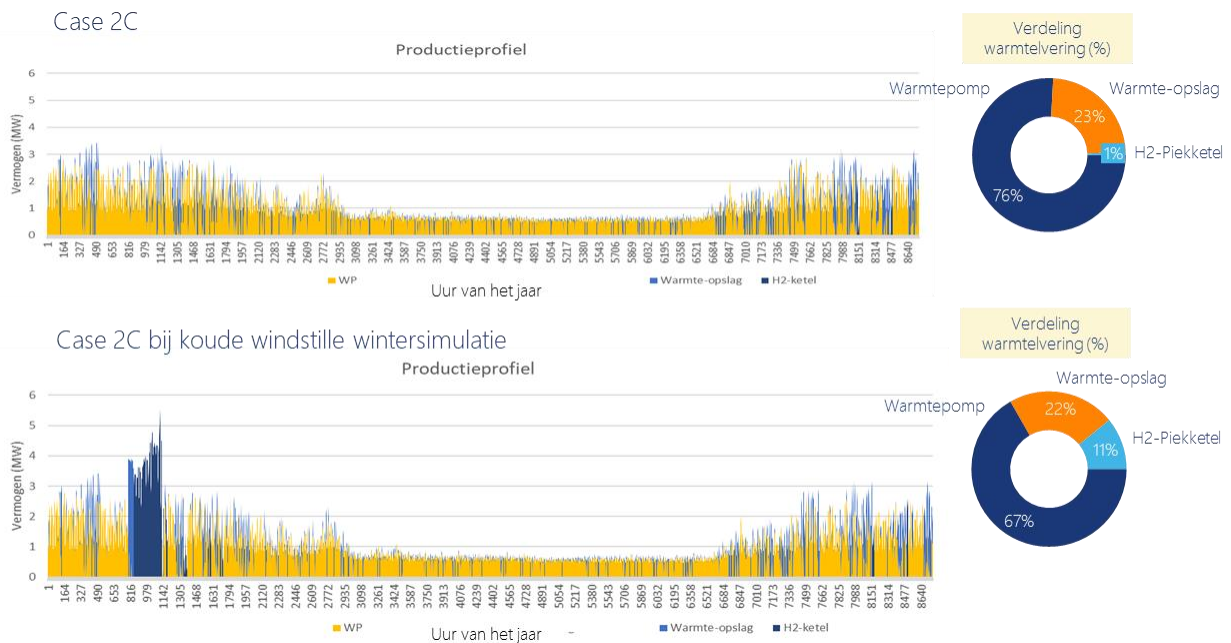
- Omvang waterstof WKK is in deze case minimaal en inzet nog steeds beperkt. Het aantal momenten van voldoende hoge prijzen is te beperkt om te renderen (slechts 127 vollasturen).
- Warmteopslag zorgt ervoor dat waterstofketel voor 'reguliere' pieken niet meer noodzakelijk is (nog wel voor Dunkelflaute).
- Kosten zijn lager vanwege daling in waterstofopslag- en elektrolysekosten, warmtepomp neemt vrijwel alle warmteproductie over.



- Meer baten uit zon en wind teruglevering, vanwege hoge 'rendement' warmtepomp en beperkte elektrolyse- en omzettingsverliezen als gevolg van waterstofproductie en -verbranding.

Het aantal uren met hoge prijzen zoals gesimuleerd voor 2030, biedt te weinig kansen voor de waterstof WKK om te renderen.

#### 4.1.4 Koude windstille wintersimulatie



Figuur 14: Warmteproductie uit verschillende bronnen voor Case 2, C: voor het gesimuleerde jaar 2016 en voor een koude windstille wintersimulatie. Weergegeven zijn de productie van warmte door de warmtepomp, levering vanuit de warmteopslag (indirect warmtepomp) en levering door de waterstofketel. In de cirkeldiagrammen is de verhouding van geleverde warmte door de verschillende bronnen te zien.

Figuur 14 laat de warmteproductie zien voor het gesimuleerde warmtenet met, en zonder, koude windstille winter (Figuur 8). Zichtbaar is dat in de windstille wintersimulatie de warmte-opslag de eerste 3 dagen kan opvangen, vanaf dat moment is deze leeg en wordt de waterstofketel ingeschakeld. Dit resulteert in een extra inzet van de waterstofketel van zo'n tien procent. Zonder waterstof piekvoorziening voor een koude winter zou een veel grotere warmteopslag nodig zijn. Nu wordt deze ingevuld met waterstof er van uitgaande dat een dergelijke wintersituatie zeer zeldzaam is, ligt het niet voor de hand om speciaal hiervoor lokaal reserves op te slaan. In de koude windstille wintersimulatie wordt aangenomen dat deze waterstof dan ook extern onttrokken kan worden van strategische opslag/productie locaties, gezien de beperkte duur en zeldzame frequentie dat deze situatie zich voordoet.

## 4.2 Bewonersperspectief

De in hoofdstuk 4.1 uitgewerkte business cases zijn vanuit het perspectief van het warmtebedrijf. Maar welke impact heeft een warmtenet op de bewoner? De aanleg van een warmtenet heeft mogelijk gevolgen voor de kosten voor warmte, de ingrepen aan woningen die nodig zijn en het comfortniveau. Daarnaast kan het ruimtelijke implicaties hebben. Al deze factoren worden hieronder toegelicht.

### 4.2.1 Kosten voor warmte

Warmte kan, in tegenstelling tot aardgas en elektriciteit, niet makkelijk rendabel worden vervoerd over lange afstanden. Dit zorgt ervoor dat warmtenetten in de praktijk vaak kleinschalig en lokaal zijn opgezet rondom een

specifieke warmtebron. Aangezien consumenten in veel gevallen verplicht zijn aangesloten op een warmtenet, is er dus sprake van een monopolie situatie. Levering van warmte is daarom middels de warmtewet gereguleerd. Om machtsmisbruik van een economische machtspositie te voorkomen is voor warmte het 'Niet Meer Dan Anders'-principe (NMDA) geïntroduceerd. Dit betekent dat consumenten gemiddeld genomen niet meer mogen betalen voor warmte uit een warmtenet dan voor warmte afkomstig van een gasgestookte cv-ketel. Jaarlijks stelt de ACM (Autoriteit Consument en Markt) de maximale tarieven vast op basis van warmte gebaseerd op het NMDA-principe. Deze vaststelling gebeurt jaarlijkse omdat de gasprijs kan veranderen maar ook de andere gas gebaseerde referenties. Bij de maximale tarieven wordt rekening gehouden met alle vergelijkbare kosten als in een gasgestookte situatie. Hieronder zijn de categorieën waarvoor de ACM maximum tarieven vaststelt weergegeven:

- Eenmalige aansluitbijdrage: voor het realiseren van nieuwe aansluitingen gelden de eenmalige aansluitbijdrage voor de consument. Aangezien we hier te maken hebben met een nieuw aan te leggen warmtenet waar alle kosten nog voor gemaakt dienen te worden is er een initiële hogere bijdrage aansluitkosten (BAK) aangenomen zoals meer gebruikelijk voor nieuwe netten<sup>22</sup> (Appendix 0). Bij bestaande warmtenetten is de BAK gemaximaliseerd door de ACM.
- Vastrecht: voor de aansluiting aan het warmtenet is een maximaal vastrecht bepaald (jaarlijkse kosten voor instandhouding van de aansluiting en achterliggende netkosten).
- Variabele leveringskosten: dit zijn de kosten die een consument voor de geleverde warmte betaalt.
- Meettarief: dit zijn de maximale kosten die in rekening gebracht mogen worden voor het meten en registreren van de gebruikte warmte.

Niet door de ACM vastgesteld tarief maar wel begrensd middels de warmtewet:

- Afleverset<sup>23</sup> (vaak ook aangeduid als warmtewisselaar).

De door de ACM vastgestelde warmtetarieven, maar ook de warmtetarieven van een aantal grote warmteleveranciers met warmtenetten in Nederland, zijn in Tabel 4 weergegeven. In de laatste kolom zijn de in deze studie gehanteerde tarieven weergegeven. Zichtbaar is dat de warmtetarieven de afgelopen jaren zijn gestegen, voor het vastrecht, het meettarief en de aansluitbijdrage is dit grotendeels toe te schrijven aan inflatie. Echter de prijs voor levering is in twee jaar tijd met 25% gestegen, deze stijging komt doordat de gasprijs die de consument betaalt, is gestegen door belastingverhoging onder meer om gasgebruik te ontmoedigen. Aangezien het maximumtarief voor warmtelevering vanwege het NMDA-principe gekoppeld is aan de gasprijs is deze ook gestegen. De verwachting is dat het beleid de komende jaren doorzet en de gasprijs dus de komende jaren blijft stijgen<sup>24</sup>. Wanneer het beoogde warmtenet bij de huidige warmtetarieven rendabel is, is er geen reden voor dit warmtenet ook de leveringsprijs anders dan met een inflatiecorrectie te laten stijgen. Afhankelijk van het beleid van het warmtebedrijf kan dit zekerheid voor de bewoners richting de toekomst bieden. De bewoners betalen bij het warmtenet evenveel als in de afgelopen jaren, maar op termijn mogelijk minder bij dit warmtenet dan wanneer ze hun gasketel hadden gehouden vanwege de verwachte stijging energiebelasting voor gas.

<sup>22</sup> ACM stelt, conform de Warmtewet, geen tarieven vast voor de aansluitbijdrage bij nieuwe projecten, aansluitingen die al gepland (de wet spreekt over "voorzien" aansluitingen) zijn, ombouw van aansluitingen en netuitbreidingen. De hoogte hiervan komt tot stand in onderhandelingen tussen marktpartijen (leveranciers/gemeenten/projectontwikkelaars) en is daarom niet gereguleerd.

<sup>23</sup> Naast de gereguleerde tarieven, mag de leverancier de kosten voor de afleverset bij de afnemer in rekening brengen. Dit staat vermeld in de Warmtewet onder art 2 lid 3b en art 8 lid1. Dit tarief moet een redelijk tarief zijn op basis van werkelijke kosten, hierbij mag niet meer dan een redelijk rendement worden gemaakt.

<sup>24</sup> Ontwerp van het klimaatakkoord, 21 december 2018.

Tabel 4: Warmtetarieven zoals vastgesteld door de ACM voor afgelopen 3 jaar en van bestaande warmtebedrijven voor 2019.<sup>25</sup>

Jaar	Vastgestelde maximum tarieven ACM			Gepubliceerde tarieven voor 2019 (bestaande warmtebedrijven in Nederland)				Aannames casestudie Dauwendaele
	2017	2018	2019	SVP <sup>26</sup>	Eneco	Nuon	Ennatuurlijk	
Maximumprijs, warmtelevering (incl. BTW)	22,69 €/GJ	24,05 €/GJ	28,47 €/GJ	28,47 €/GJ	28,47 €/GJ	26,15 €/GJ	26,65 €/GJ	28,47 €/GJ
Maximumprijs, vastrecht (incl. BTW)	299,16 €/jaar	309,52 €/jaar	318,95 €/jaar	318,95 €/jaar	284,45 €/jaar	318,95 €/jaar	303,21 €/jaar	100,00 €/jaar
Maximumprijs, Meettarief (incl. BTW)	25,02 €/jaar	25,36 €/jaar	25,89 €/jaar	25,89 €/jaar	25,89 €/jaar	25,89 €/jaar	25,89 €/jaar	25,89 €/jaar Niet meegenomen als inkomsten
Maximale eenmalige aansluitbijdrage t/m 25 meter (incl. BTW)	1011,73 €	1037,78 €	1038,89 €	-	-	-	-	BAK, €5.000 eenmalig bij aanleg warmtenet.
Kosten afleverset				173,47 en 353,54 €/jaar (van 40 tot 100 kW)	170,61 €/jaar (tot 100 kW)	181,09 €/jaar (tot 49 kW)	196,73 €/jaar (tot 100 kW)	58,89 €/jaar

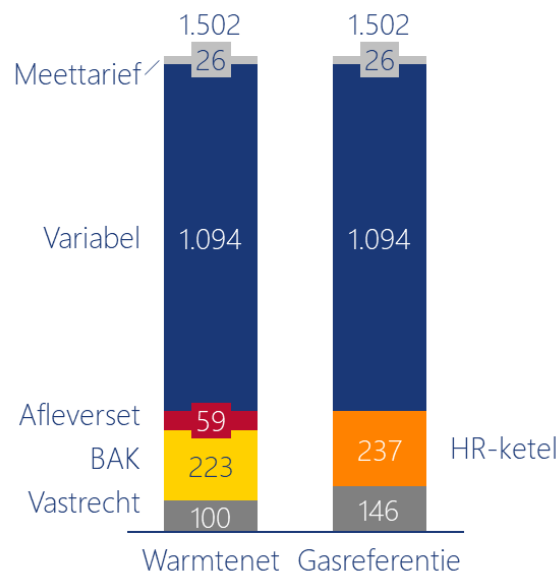
Bovenop het NMDA-principe is in deze business cases ervanuit gegaan dat de totale kosten voor de bewoner, inclusief eenmalig kosten, niet duurder worden dan nu. Hiervoor zijn de tarieven voor vastrecht en kosten voor de afleverset lager dan in bestaande warmtenetten, zie Figuur 15. Voor de gasreferentie uit Figuur 15 is gebruik gemaakt van de gemiddelde gasprijs zoals bepaald door de ACM, deze kan echter verschillen voor de bewoners in Dauwendaele aangezien er keuzevrijheid in dit opzicht voor consumenten is. Bewoners kunnen meer of minder betalen wat het evenwicht ten opzichte van de warmtenetsituatie doet verschuiven.

#### 4.2.2 Ingrep aan de woning en omgeving

Voor een warmtenet in Dauwendaele is het aanleggen van een leidingnetwerk door de straten vereist. Ook dient het gasnetwerk verwijderd te worden. Vanwege de staat van de gasleidingen en het type gasleidingen kunnen deze werkzaamheden niet tegelijk plaats vinden. Dit betekent dat de straten twee keer opengeboken dienen te worden. De aanwezige infrastructuur veroorzaakt beperkingen tijdens ontwerp en aanleg van het warmtenet. Voordat het bestaande gasnet (distributie- en aansluitleidingen) kan worden verwijderd zal het alternatief via het warmtenet aanwezig moeten zijn. Daardoor moet de straat twee keer open worden gebroken. Bovendien moet er door de tuinen naar de verschillende woningen een warmteleiding aangelegd worden, moet de huidige cv-ketel verwijderd worden, moet de warmteleiding via de kruipruimte de woning in en moet er een afleverset geplaatst

<sup>25</sup> ACM, Besluit tot vaststelling van de maximumprijs en de berekening van de eenmalige aansluitbijdrage en het meettarief warmteverbruik per 1 januari 2019. Besluit tot vaststelling van de maximumprijs en de berekening van de eenmalige aansluitbijdrage en het meettarief warmteverbruik per 1 januari 2019

<sup>26</sup> Stadsverwarming Purmerend



Figuur 15: Jaarlijkse kosten in euro's van warmte en tapwater voor de bewoner van het onderzochte warmtenet, exclusief aanpassingskosten voor koken (op basis van 1.272 m3 aardgas verbruik per jaar). Variabele deel van de gasreferentie op basis van gemiddelde prijzen in Nederland en vastrecht voor het verzorgingsgebied van Enduris. worden. Ook moet de gasleiding worden afgesloten en is het noodzakelijk om de kookplaat in de keuken te vervangen door een elektrisch systeem. Hiervoor dienen in de meterkast groepen vrijgemaakt/gecreëerd te worden. Wel is er een subsidie voor de verduurzaming van de wijk beschikbaar ~€3.600 per woning<sup>27</sup>, deze subsidie kan de kosten voor de aanpassingen voor het koken en de afsluiting van de gasleiding dekken (€1.000 voor aanpassingen voor koken en €400 voor het afsluiten van het gasnetwerk).

Alles te samen betekent dit zichtbare en ingrijpende ingrepen in het straatbeeld en daarnaast ook binnen de woning.

#### 4.2.3 Comfort

Het uitgerolde warmtenet voorziet warmte op 80°C. Deze temperatuur is vergelijkbaar met de huidige aanvoertemperatuur van gasketels. Hiermee blijft het comfort niveau wat het warmtenet levert voor warmtapwater en ruimteverwarming gelijk aan de huidige situatie. De leveringszekerheid van het huidige gasnet is zeer hoog. In het warmtenet zijn middels de waterstofketel die de volledige warmtevraag kan opvangen hiervoor de juiste voorzieningen getroffen. In de woning dient de kookplaat elektrisch vervangen te worden. Voor woningen die nu niet elektrisch koken, betekent dit een verandering. Voor sommige mensen kan elektrisch koken wennen zijn, waardoor er minder comfort ervaren wordt dan wanneer gekookt wordt op gas.

#### 4.2.4 Het alternatief

Een all-electric oplossing is het alternatief om woningen te verduurzamen. Dit brengt veelal ingrijpende veranderingen met zich mee die voornamelijk plaatsvinden in de woning. De woningen in Dauwendaele hebben energielabels C en D (zie Figuur 4). Deze woningen zijn in de jaren zestig gebouwd en zijn daarmee zeer matig geïsoleerd. Om de woningen geschikt te maken voor een mogelijke all-electric oplossing is verbetering van isolatie naar label B een minimale vereiste. Dit komt omdat een all-electric oplossing een lagere aanvoertemperatuur (40°C) hanteert.

Om de woning warm te krijgen bij een afgiftetemperatuur van 40 graden is het dus nodig het warmteverlies te verminderen door te isoleren. Daarnaast moet ook het oppervlak van het warmteafgiftesysteem (radiatoren,

<sup>27</sup> Overzicht 27 gemeenten met een aardgasvrije wijk, Rijksoverheid, 2018

vloerverwarming, etc.) worden vergroot om voldoende warmte af te geven. De huidige radiatoren zijn namelijk gedimensioneerd op een cv-ketel met een hoge aanvoertemperatuur (80-90°C). Een warmtepomp levert veelal lagere temperaturen van rond de 40°C. Dit betekent dat er spouwmuur-, dak- en vloerisolatie nodig is. Daarnaast moeten de woningen van HR++ glas worden voorzien en dient het warmteafgiftesysteem te worden aangepast naar vloerverwarming dan wel lage temperatuur radiatoren (in ieder geval voor de veel gebruikte ruimtes). Vervolgens kan de warmtepomp geïnstalleerd worden. De combinatie van al deze aanpassingen is ingrijpend en kostbaar. Voor de woningen in Dauwendaele schatten we de investering hiervoor op zo'n 20.000 tot 30.000<sup>28</sup> euro per woning. Na het doen van deze investering zal de energierekening vanwege alle isolatie maatregelen en de efficiëntie van de warmtepomp drastisch dalen<sup>29</sup>, waardoor de investering zich minder snel terugverdient.

#### 4.2.5 Ruimtelijke implicaties

Voor het duurzame warmtenet wordt restwarmte en energie afkomstig van drie windmolens en een zonnepark voorzien. De verschillende bronnen zijn weergegeven in Figuur 5. De zonne- en windenergie wordt opgewekt ten zuiden van Middelburg nabij het daar aanwezige industrieterrein Vlissingen-Oost. Dit betekent zichtbare verandering in het landschap. De uitkoppeling van restwarmte heeft echter weinig ruimtelijke implicaties. De situering van de warmtepomp en waterstofketel zijn op het industrieterrein Arnestein voorzien, waar ook de restwarmtebron momenteel aanwezig is. Dit zijn uiteraard zichtbare gebouwen welke echter gezien de aard van nabijgelegen gebouwen vergelijkbaar zijn in aanzicht.

In de onderzochte situatie zullen de drie voorziene windmolens het meest zichtbaar zijn. Voordeel van de windmolens is wel dat deze energie direct duidelijk ten goede komt aan de bewoners van Dauwendaele, hetgeen wellicht bijdraagt aan acceptatie/draagvlak.

### 4.3 Verkenning doorkijk duurzaam warmtenet

In deze paragraaf kijken we verder dan alleen het doel van deze studie om de haalbaarheid van een duurzaam warmtenet op basis van lokale bronnen voor het in Figuur 4 aangegeven deel aan woningen te realiseren. In dit hoofdstuk wordt gekeken of dit duurzame perspectief nog steeds aanwezig is bij het wegvallen van de voorziene restwarmtebron. Ook is het voor de mogelijke ontwikkelaars van het warmtenet en andere stakeholders zoals de gemeente interessant hoe de business case eruit ziet wanneer de totale wijk Dauwendaele (Figuur 4) op het warmtenet wordt aangesloten. Mogelijk is het handig deze kennis te gebruiken om in de eerste fases met die kennis bepaalde installaties en aansluitingen te dimensioneren. Daarnaast beschouwt dit hoofdstuk welk perspectief deze voorbeeldcase biedt voor de rest van Nederland.

#### 4.3.1 Duurzaam perspectief bij verdwijnen restwarmte

In Tabel 3 is zichtbaar dat de onderzochte configuraties Case 1C het meest rendabel is als gevolg van de relatief goedkope restwarmte. Echter deze restwarmte kan wegvallen. In dat geval kan op korte termijn de waterstofketel bijspringen, maar wat als restwarmte permanent geen optie meer is? Case 1 kan dan doorgroeien naar Case 2C zonder restwarmte. Deze case rendeert minder maar laat nog wel een integraal positief rendement zien. Het is dan echter wel handig om bij de aanleg van het warmtenet op basis van Case 1C rekening te houden met een iets grotere warmtepomp zoals gedimensioneerd in Case 2C (9.4 Case parameters). In deze studie zijn aannames gedaan over de beschikbare warmtebronnen, de keuze hiervoor is in hoofdstuk 2 al aan bod gekomen. Voor deze studie is aangenomen dat de warmtepomp op basis van een buitenlucht bron functioneert, het is goed denkbaar dat de warmtepomp duurzame warmte uit oppervlaktewater als warmtebron gebruikt. Dit is iets om verder te

<sup>28</sup> Elektrificatie is maatwerk en heeft onder andere te maken met welke ruimtes verwarmt dienen te worden met welk comfort niveau.

<sup>29</sup> Berenschot, Kansen voor zonnepomp in het hart van de energietransitie, 2018

onderzoeken en zou het warmtenet efficiënter en dus duurzamer maken. In potentie is dergelijke configuratie ook rendabeler. Dit is weliswaar afhankelijk van de daar aan gebonden investeringskosten.

#### 4.3.2 Dauwendaele en opschaling

Het onderzochte deel van Dauwendaele beslaat 833 woningen, terwijl de gehele wijk 3057 woningen betreft. In deze paragraaf wordt de mogelijkheid voor een warmtenet dat alle 3057 woningen voorziet van warmte onderzocht. Wanneer de business case voor de gehele wijk Dauwendaele berekend wordt, maar de opgestelde vermogens voor zonne- en windenergie constant blijven, is er onvoldoende energieproductie om in de warmtevraag te voorzien. Daarom is gekeken naar welk opgesteld zon- en windvermogen nodig zou zijn om de gehele wijk middels lokale hernieuwbare bronnen in warmte te voorzien. In die situatie is respectievelijk 11 en 24 MW zon en wind vermogen nodig. Dit is bijna een verdrievoudiging van de nu beoogde 3 en 9 MW zon en windvermogen (Figuur 16). Wanneer restwarmte nog wel beschikbaar is, dan is er slechts een verdubbeling van het wind- en zonvermogen nodig namelijk 6 en 18 MW. De overige installaties, zoals de warmtepomp, elektrolyser en de piekkelstel zullen wel in vermogen opschalen in lijn met de opschaling van de warmtevraag (zie voor vermogens van deze installaties hoofdstuk 9.4).

#### Gaat het rendement omhoog als het warmtenet groter wordt?

Bij opschaling is vaak te verwachten dat het rendement omhoog gaat, in dit geval gaat het rendement<sup>30</sup> van het warmtenet niet omhoog ten opzichte van de oorspronkelijk berekende case van de 833 woningen (Figuur 16). De voornaamste reden hiervoor is dat de een integrale business case berekend wordt waarin ook de productie en teruglevering opbrengsten van zonne- en windenergie worden meegenomen.

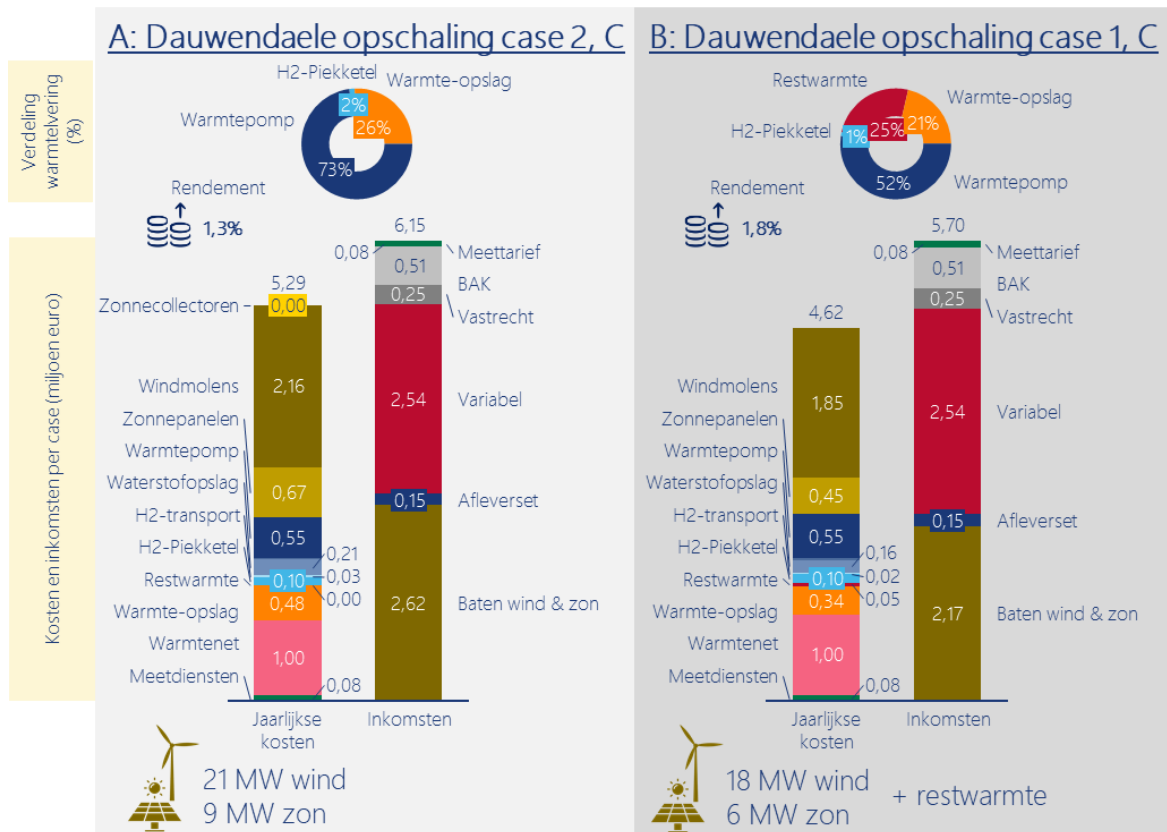
In de cases wordt de warmtevraag en het aantal aansluitingen praktisch 3,5 keer zo groot. Echter het opgesteld vermogen van wind en zon is niet met dezelfde factor opgeschaald. Dit is tot een minimum beperkt wat net voldoende energie-opwek met zich meebrengt om tot een rendabele business case komen. In de opgeschaalde varianten is de verhouding dus de baten uit wind en zon een stuk kleiner dan in oorspronkelijke varianten, terwijl de benodigde installaties verdrievoudigd zijn. Daarnaast is de inzet van de warmtepomp en elektrolyse (het aantal vollasturen, Figuur 20) direct gelinkt aan de productie van wind en zon, het vermogen aan wind en zon is echter niet evenredig mee geschaald. Hetgeen van invloed is op het aantal vollasturen van de warmtepomp en elektrolyse zie ook hoofdstuk 6.5.

#### Zijn er goede keuzes te maken met het oog op mogelijke uitbreiding?

Met het oog op een mogelijke doorgroei naar de voorziening van de totale wijk Dauwendaele is het handig om in de begin fases rekening te houden met dimensionering van leidingen en installaties voor de eindsituatie. Vooral transportleidingen vanuit de warmte-opwek locatie dient dusdanig gedimensioneerd te zijn dat de gehele wijk voorzien kan worden van warmte. Daarnaast is de warmteopslag in de doorgroei situaties ook een stuk groter (circa 3,5 keer). Er kan dus voor gekozen worden om in één keer een grotere opslag te bouwen. Mocht deze beslissing genomen worden, dan zorgt dit ervoor dat in eerdere fases wellicht minder waterstof nodig is.

Een kanttekening bij de opgeschaalde situatie is dat, om het uitgangspunt van een warmtenet gevoed door lokale duurzame bronnen vast te kunnen houden, meer zon en wind vermogen is aangenomen. Dit resulteert in meer windmolens en groter oppervlak aan zonnepanelen met bijkomende ruimtelijke impact. Daarnaast is voor het nieuw aan te leggen warmtenet een BAK (bijdrage aansluitkosten), die de bewoner eenmalig moet betalen om aangesloten te worden op het warmtenet, van €6.000 aangenomen. Dit mag alleen gedaan worden voor nieuwe warmtenetten. In een doorgroeisituatie kan wellicht worden beargumenteerd dat het warmtenet niet meer nieuw is en dat er de door de ACM vastgesteld eenmalige aansluitbijdrage geldt (zie Tabel 4). Deze bijdrage is een stuk

<sup>30</sup> Het hier berekende rendement is de winst gedeeld door de investering



Figuur 16: Respectievelijk zijn in bovenstaand figuur Case 2C en Case 1C opgeschaald om in alle woningen van Dauwendaele te voorzien.

lager dan de hier aangenomen BAK van €6.000. In de berekening van Figuur 16 zijn we uitgegaan van de volledige BAK van €6.000, oftewel dat het warmtenet in één keer "nieuw" wordt aangelegd.

#### 4.3.3 Landelijk perspectief

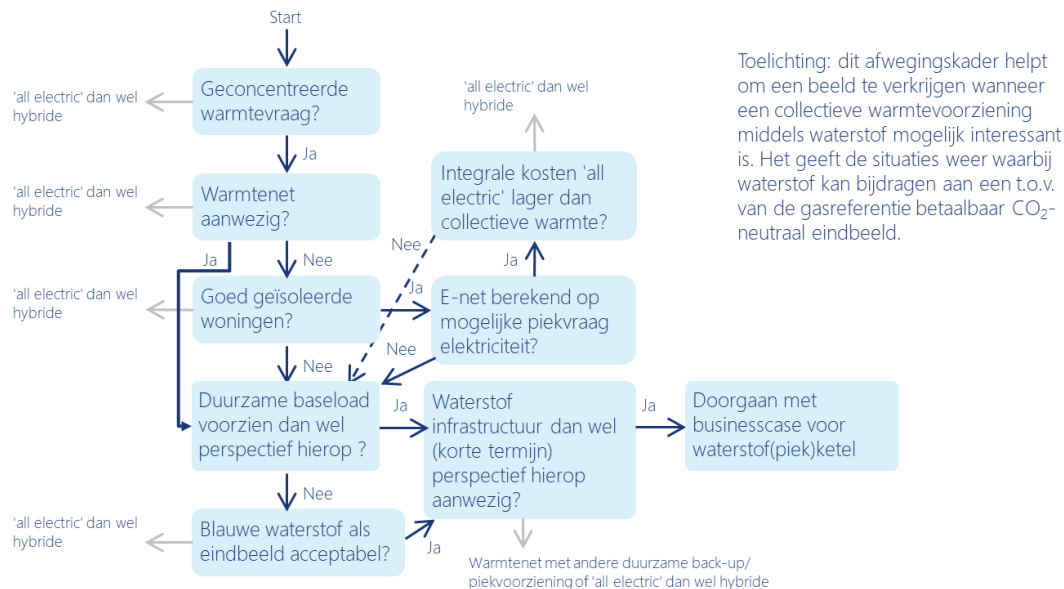
Uitrol op andere plekken is ook mogelijk, de business case is echter locatie specifiek wat betreft de beschikbaarheid van energiebronnen, in benodigde infrastructurele aanpassingen en geschikte opslaglocaties. Met behulp van het afwegingskader uit hoofdstuk 5.1 kan gekeken worden of een locatie het onderzoeken waard is, om vervolgens op deze locatie specifieke elementen verder in kaart te brengen.

Systeemconsequenties in deze beoogde systemen zijn zelfstandig en maken dus geen gebruik van het landelijk energienet. Wanneer er echter meer warmtenetten met waterstofvoorzieningen ontstaan dan zijn systeemvoordelen te behalen door deze aan elkaar te koppelen. Zowel productiecapaciteit in de vorm van waterstof, als buffer mogelijkheden, kunnen dan uitgewisseld worden. Deze voordelen zitten voornamelijk in eventuele opslag die in strategisch zoutcavernes in Noord- en Oost-Nederland plaats zou kunnen vinden. Dit wordt geïllustreerd door de hoge kosten voor waterstofopslag. In hoofdstuk 6.3 wordt hier dieper op ingegaan.

## 5. Risico's en kansen

De ontwikkeling en exploitatie van een warmtenet biedt kansen, maar is niet zonder risico. In dit hoofdstuk wordt hier verder op in gegaan.

### 5.1 Afwegingskader



Figuur 17: Afwegingskader voor de toepasbaarheid van waterstof in de warmtevoorziening uit “Waterstof voor Warmtenetten”<sup>10</sup>

Bovenstaand afwegingskader voor de toepasbaarheid van waterstof in de warmtevoorziening kan ingevuld worden voor Dauwendaele, zie hieronder:

1. Geconcentreerde warmtevraag?  
Ja, er is een redelijk geconcentreerde warmtevraag in Dauwendaele, omdat dit stedelijk gebied betreft. Bovendien staan woningen dicht bij elkaar.
2. Warmtenet aanwezig?  
Nee, er is op dit moment nog geen warmtenet aanwezig
3. Goed geïsoleerde woningen?  
Nee, want de woningen hebben gemiddeld label C en zijn rond 1969 gebouwd.
4. Duurzame baseload voorzien, dan wel perspectief hierop?  
Ja, op dit moment is er restwarmte beschikbaar en in de toekomst is een collectieve warmtepomp een optie voor baseload warmte.
5. Waterstof infrastructuur dan wel (korte termijn) perspectief hierop aanwezig?  
Ja, er is mogelijkheid voor de plaatsing van duurzame opwek rond Middelburg en op industrieterrein Vlissingen-Oost kan een elektrolyser en waterstofopslag gerealiseerd worden. Verbinding met industrieterrein Arnestein lijkt mogelijk, omdat de afstanden kort zijn (6-7 km). Vervoer over de weg en vervoer via een pijpleiding zijn beide mogelijk.

Uitkomst business case voor waterstof(piek)ketel kan onderzocht worden. Dit hebben we dan ook in deze studie gedaan.



Vooraf in stap 4 en stap 5 zijn er in Dauwendaele weinig beperking voor duurzame baseload en waterstofinfrastructuur, zeker omdat dit warmtenet slechts afhankelijk is van zijn eigen bronnen. Op andere plekken kan dit natuurlijk anders uitvallen, bijvoorbeeld doordat de ontwikkeling van duurzame opwek niet (voldoende) mogelijk is.

## 5.2 Randvoorwaarden en risico's

De ontwikkeling van een warmtenet gaat niet zonder slag of stoot. Voor verschillende stakeholders kleven er verschillende randvoorwaarden en risico's aan een warmtenet. Hieronder worden voor het warmtenet Dauwendaele allereerst de randvoorwaarden en vervolgens de risico's per stakeholder in kaart gebracht in de categorieën economische, technisch, logistiek, juridisch en maatschappelijk.

Vanuit de deelnemers in deze studie DNWG Infra en Zeeuwind is aangegeven dat voornamelijk de randvoorwaarden voor de bewoners zeer belangrijk zijn: comfort, betrouwbaarheid, kosten en draagvlak.

Uit Tabel 5 komt naar voren dat naast comfort, betrouwbaarheid, kosten en draagvlak, vooral de juridische afspraken belangrijk zijn. Het warmtenet bestaat door de samenkomst van vele partijen en bestaat voor vele jaren. Wijzigingen bij de partijen zullen aan de voorkant doorgesproken moeten worden en plannen moeten worden gemaakt voor het opvangen van deze wijzigingen.

Naast de randvoorwaarden zijn er een aantal risico's verbonden aan een warmtenet. De risico's worden uiteengezet in Tabel 6. De deelnemers aan deze studie gaven aan dat het risico van het wegvallen van de restwarmtestroom zeer belangrijk is. Hoe dit opgevangen kan worden is vanzelfsprekend cruciaal. Deze studie geeft in hoofdstuk 4.3.1 aan dat bij het verdwijnen van de restwarmte, het warmtenet gebruik kan maken van andere bronnen. Toch zal dit een operatie zijn die niet van de een op de andere dag gereed is. Een ander belangrijk risico is het werken met nieuwe technologieën. Dit kan onvoorziene kosten met zich meebrengen. In een detail business case zal dit meegenomen moeten worden.

Tabel 5: Randvoorwaarden voor verschillende partijen bij een warmtenet

Partijen	Randvoorwaarden	Categorie
Bewoner	<b>Kosten niet te hoog:</b> bij een sluitende business case blijft de prijs voor warmte over de jaren constant. Alle overige kosten zullen voor de bewoner acceptabel moeten zijn, dit moet meegenomen worden in de business case.	Economisch
	<b>Comfort:</b> comfort blijft gelijk bij een hoge temperatuur warmtenet ten opzichte van een cv-ketel.	Technisch
	<b>Betrouwbaarheid:</b> betrouwbaarheid wordt gegarandeerd door een verscheidenheid aan technieken; in koudste winter kan met waterstof altijd voldoende warmte worden geleverd.	Technisch
	<b>Draagvlak:</b> er zijn aanpassingen in de woningen noodzakelijk, ook liggen de straten enige tijd open, het alternatief voor verduurzaming is echter nog ingrijpender. Daarnaast moet een lokaal verankerd warmtenet, een groene warmtevoorziening en zekerheid op constante (betaalbare) kosten zorgen voor draagvlak bij bewoners.	Maatschappelijk
Woningbouwcorporatie	<b>Geen meerkosten:</b> de afleveret blijft bij veel warmtenetten eigendom van het warmtebedrijf. Verantwoordelijkheid van onderhoud aan de warmte-installatie verschuift hiermee van de woningbouwcorporatie naar het warmtebedrijf. Waarbij in het geval van de alternatieve verduurzamingssituatie voor all-electric of hybride meer kosten en verantwoordelijkheden bij de corporatie terecht zouden komen.	Economisch
	<b>Draagvlak:</b> de woningbouwcorporatie zal haar huurders moeten overtuigen van bovengenoemde voordelen. Ook andere bewoners van de wijk zullen waarschijnlijk moeten deelnemen. Dit ligt niet in de directe invloedssfeer voor de woningbouwcorporatie. Maar heeft wel invloed op de totale business case.	Maatschappelijk

Partijen	Randvoorwaarden	Categorie
Warmtebedrijf	<b>Positieve business case:</b> in het bovenstaande zijn de business cases doorgerekend voor het warmtebedrijf, positieve business cases zijn mogelijk.	Economisch
	<b>Langetermijn afspraken:</b> contracten voor levering en eigenaarschap moeten voor de lange termijn worden vastgelegd, zodat het warmtenet ook de volledig economische levensduur gegarandeerd is. Dit is tegengesteld aan de belangen van de restwarmteleverancier. Dit moet vooraf afgestemd worden.	Juridisch
Restwarmte-leverancier	<b>Wijzigingen:</b> de restwarmte-leverancier wil onder bepaalde voorwaarden af kunnen van eventuele contractuele verplichtingen. Dit zal aan de voorkant afgestemd moeten worden met het warmtebedrijf en er zal hiervoor een plan opgesteld moeten worden.	Juridisch
Eigenaar duurzame opwek	<b>Langetermijn afspraken:</b> afspraken voor levering van duurzame elektriciteit moeten worden vastgelegd. Langetermijn zekerheid is hier ook in het belang van een eigenaar van duurzame opwek. Wellicht wordt zowel de duurzame opwek als het warmtenet door dezelfde partij ontwikkeld, in dat geval is dit risico niet aanwezig.	Juridisch
Gemeente	<b>Plan moet passen binnen de transitievisie warmte:</b> afstemming moet plaatsvinden zodat het warmtenet aan deze randvoorwaarde voldoet.	Juridisch
	<b>Draagvlak:</b> de gemeente zal haar bewoners moeten overtuigen van de nut en noodzaak van een warmtenet in Dauwendaele.	Maatschappelijk

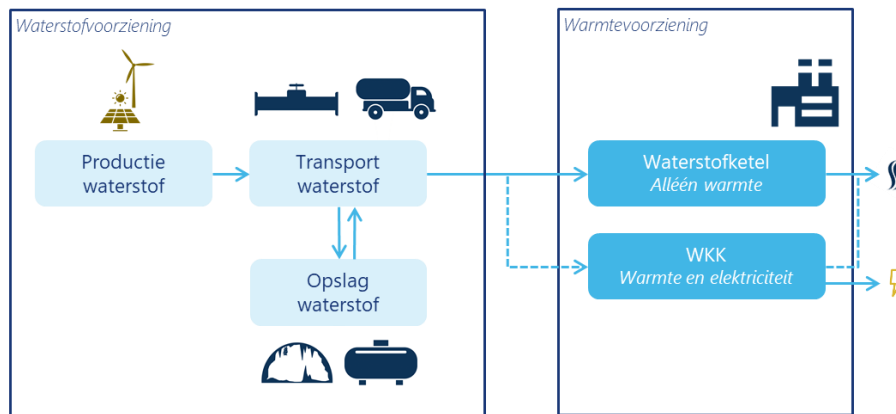
Tabel 6: Overzicht risico's voor verschillende stakeholders met in kolom I, impact, en in kolom K, kans. Inschattingen van impact en kans weergegeven als volgt: hoog: ▲; matig: ►; laag: ▼.

Partijen	Risico	I	K	Categorie
Bewoner	<b>Wijziging van kosten:</b> bij onverwachte stijgende kosten zullen bewoners draagvlak verliezen, kans hierop is laag aangezien de business case voor de lange termijn is gemaakt.	►	▼	Economisch
	<b>Wegvallen warmtevoorziening:</b> betrouwbaarheid wordt gegarandeerd door een verscheidenheid aan technieken; in koudste winter kan met waterstof altijd voldoende warmte worden geleverd.	▲	▼	Technisch
Woningbouwcorporatie	<b>Draagvlak:</b> bij perceptie van hoge kosten kunnen woningen slechter verhuurd worden. Dit is een randvoorwaarde. Er wordt vanuit gegaan dat dit aan de voorkant goed is afgestemd.	►	▼	Maatschappelijk
Warmtebedrijf	<b>Verdwijnen van restwarmte:</b> als restwarmte niet meer beschikbaar is, zal het warmtenet moeten overschakelen naar andere bronnen. Deze zullen in de regel duurder zijn dan het gebruik van restwarmte. Hier zal tijdig een plan voor moeten worden gemaakt (doorgroei Case 1C naar Case 2C).	►	►	Economisch
	<b>Betrouwbaarheid nieuwe installaties:</b> veel van de installaties zijn uniek en speciaal ontworpen voor dit warmtenet. Hierdoor kunnen extra kosten ontstaan voor onderhoud en aanpassingen.	►	▲	Technisch/Economisch
	<b>Hogere energieprijzen:</b> de kans op hogere energieprijzen is groot. De impact op dit warmtenet is zeer klein, omdat de warmte uit eigen investeringen komt. Dit kan zelfs over tijd een positief effect creëren in termen van draagvlak omdat bewoners voorheen duurder uit geweest waren. Bij een daling van de energieprijzen is het omgekeerde effect waarschijnlijk, verwachting is echter dat energieprijzen stijgen richting de toekomst.	▼	▲	Economisch
Restwarmte-leverancier	<b>Verdwijnen van restwarmte:</b> bij verandering van de processen of de relocatie van de fabriek, kan de levering van restwarmte verkleinen of zelfs verdwijnen. Hier moeten bij de ontwikkeling van het warmtenet afspraken over worden gemaakt. Maar er zijn technisch voldoende opties voor een economisch rendabel warmtenet zonder restwarmte.	►	►	Economisch

Partijen	Risico	I K Categorie
	<b>Perceptie van duurzaamheid van het bedrijf veranderd ten slechte:</b> het benutten van restwarmte is altijd beter dan het niet gebruiken van deze warmte. Toch kan de publieke perceptie ervoor zorgen dat restwarmte niet meer gewenst is binnen het warmtenet.	▶ ▼ Maatschappelijk
Eigenaar duurzame opwek	<b>SDE+ subsidie bij vervanging:</b> de zonnepanelen en windturbines hebben een kortere levensduur dan het warmtenet. Bij vervanging van deze bronnen kunnen de subsidieregeling anders zijn. Dit zou de business case van het geïntegreerde warmtenet kunnen doen verslechteren en een verandering te weeg brengen in de tarieven voor de bewoners. Aan de andere kant kan de kostprijs voor het bouwen, installeren en onderhouden van zonnepanelen en wind in de tussentijd zijn afgenomen, iets wat in veel toekomstscenario's wel wordt aangenomen.	▶ ▶ Economisch/Juridisch
Gemeente	<b>Draagvlak:</b> wanneer de bewoners van Dauwendaele slechte ervaringen ondergaan en het draagvlak verdwijnt dan kan dit ook negatieve neveneffecten hebben voor de mogelijkheid tot uitbreiding van het warmtenet.	▼ ▼ Maatschappelijk

## 6. Waterstofketen

Een belangrijk onderdeel van deze studie is gebaseerd op waterstof. In dit hoofdstuk wordt er dieper ingegaan op de verschillende onderdelen van de waterstofketen. Bij verdere bestudering van de waterstofketen (zie Figuur 18), wordt het duidelijk dat er een aantal factoren belangrijk zijn voor het gebruik van waterstof.



Figuur 18: De voorzieningsketen voor waterstof en de warmtevoorziening op waterstof

In de waterstofvoorziening spelen drie onderdelen een rol: de productie van waterstof, het transport van waterstof en de opslag van waterstof. In de volgende paragrafen worden deze drie onderdelen bestudeerd en wordt gekeken welke parameters belangrijk zijn.

### 6.1 Productie waterstof

Groene waterstof wordt geproduceerd uit duurzame elektriciteit. In het voorgestelde warmtenet wordt de productie van waterstof afgestemd op de behoefte van het warmtenet. Waarbij de elektrolyser altijd waterstof produceert bij overschotten aan duurzame elektriciteit (na de warmtepomp, zie hoofdstuk 3.2). De vermogens voor de elektrolyser zijn over het algemeen klein ten opzichte van het vermogen aan duurzame elektriciteit; bij de meeste positieve cases komt het vermogen van de elektrolyser niet boven de 100 kW uit ten opzichte van de 3 MW aan zon-PV en 9 MW aan windmolens.

De elektrolyser wordt in de meeste gevallen daardoor zeer goed benut met benuttingsgraden (vollasturen) van 60% of hoger.

### 6.2 Waterstoftransport

Transport van waterstof kan via de weg of via een waterstofleiding. We kijken in deze studie uitsluitend naar transport van waterstofgas. Voor vloeibaar transport van waterstof lijken nog geen marktrijpe oplossingen te zijn. Aangezien deze studie zich richt op de toepassing van waterstof nu, nemen we het vloeibaar transport niet mee. De merites van vloeibaar waterstof transport zouden in een aparte studie onderzocht moeten worden.

De kosten voor wegtransport worden beheerst door het aantal ritten dat een tankwagen moet maken. Op basis van het SBC Factbook<sup>31</sup> en eigen berekeningen worden de kosten per tankwagen geschat op circa €47 per MWh. Waarbij één tankwagen zo'n 24 MWh aan waterstof per keer kan vervoeren.

De capaciteit van de pijpleidingen wordt vanwege geluidshinder op dit moment beperkt door een maximale stroomsnelheid (30m/s voor aardgas). Deze beperking is in deze studie ook aangenomen voor waterstofleidingen,

<sup>31</sup> Hydrogen based energy conversion FactBook, 2014, SBC Energy Institute

hoewel het niet duidelijk is of bij waterstofgas de geluidshinder anders (lees: minder) is.<sup>32</sup> Uitgaande van een tracélengte van 7 km kan er met een stalen leiding van 88.9 mm (op 8 bar) naar verwachting +- 2900 m<sup>3</sup>(n)/h waterstof (9,58 MWh) getransporteerd worden (bij 30 m/s). Dit is ruimschoots voldoende voor de piekvraag van het warmtenet in de Dunkelflaute van 5,5 MWh (in het doorgroeiscenario is de piekvraag in de Dunkelflaute echter 18,7 MWh, hiervoor is deze pijpleiding dus niet voldoende). De kosten voor deze pijpleiding zijn circa €225 per meter. Hiermee komen de totale kosten op € 1,58 miljoen. Dit vertaalt zich in jaarlijkse kosten van ongeveer €90.000, met een afschrijvingstermijn van 30 jaar en een discontovoet van 4%.

Het trade-off punt tussen waterstof transport per tankwagen of pijpleiding ligt op 1950 MWh waterstof; dit is equivalent aan een waterstofketel die 17% van de totale warmtevraag levert in het warmtenet voor Dauwendaele. In Case 1C wordt slechts 105 MWh waterstof getransporteerd, oftewel 5 ritten.

De gebruikte kostenberekening van het wegtransport gaat uit van capaciteit die ingehuurd kan worden. Geconcludeerd kan worden dat in Dauwendaele een waterstoftankwagen voor de voorziene relatief kleine hoeveelheden waterstof een goedkopere optie is dan een waterstofleiding.

### 6.3 Waterstofopslag

Waterstofopslag is op dit moment vooral ontwikkeld voor mobiliteit. Omdat bij transport de verhouding volume en energie-inhoud van de tank zeer belangrijk is, wordt voor transporttoepassingen gekozen voor zeer hoge druk waterstofopslag (350 bar). Dit zijn kostbare tanks à €7.000 per MWh capaciteit.

Bij transporttoepassingen worden deze tanks veel gebruikt en zijn de opslag kosten laag door het hoge gebruik. Het opslaan van een MWh waterstof voor één dag kost slechts €4,70; de tankinhoud wordt dan 365 keer gebruikt in een jaar. Voor 50 dagen kost dit al €44,40 per MWh; de tankinhoud wordt dan nog maar 7,3 keer gebruikt in een jaar. Voor 365 dagen loopt dit op tot €7000 per MWh; de tankinhoud wordt dan nog maar 1 keer gebruikt in een jaar. Compressor kosten zijn klein in vergelijking met de kosten voor de tank en drukken bij een jaaropslag nauwelijks op de kosten per MWh.

Voor andere bovengrondse opslagmethoden dan tanks op 350 bar is weinig onderzoek te vinden. Een gashouder zou echter voldoende moeten zijn om waterstof in op te slaan. Verder onderzoek moet uitwijzen of dit een technisch haalbare en meer kosteneffectieve methode is om waterstof bovengronds op te slaan. In deze studie wordt dus uitgegaan van waterstoftanks op 350 bar.

In het geval van Dauwendaele dient de waterstofopslag voor jaaropslag, daarmee wordt de tank circa één keer gebruikt. In Case 1C is dit 1,25 keer: de tank is ongeveer 20% kleiner dan de totale jaarlijkse waterstofvraag van 105 MWh. Hierdoor is de investering voor deze tank €630.000, dit vertaalt zich in jaarlijkse kosten van ongeveer €36.000, ongeveer 2% van de totale jaarlijkse kosten.

Bij grotere volumes waterstof drukt de jaaropslag van waterstof in een tank daarmee al snel zwaar op de kosten.

### 6.4 Kosten voor de voorzieningsketen van waterstof

Samenvattend liggen de grote kosten van de waterstofketen voornamelijk in de opslag van waterstof. In Tabel 7 worden de verschillende kosten componenten voor Case 2A en 2B naast elkaar gezet. Hieruit is zichtbaar dat bij een groter waterstof volume de kosten stijgen. Vooral de elektrolyser wordt duurder doordat een groter vermogen nodig is om dit volume aan waterstof te produceren. In beide gevallen blijft de waterstofopslag echter het duurste element, na de pijpleiding. De kosten van de pijpleiding stijgen daarentegen niet en bovendien biedt transport per tankwagen een goedkoper alternatief.

<sup>32</sup> Toekomstbestendige gasdistributienetten, KIWA, 2018

Tabel 7: Verschil in kosten voor de waterstofvoorzieningsketen in twee cases, in factor wordt aangegeven hoe de kosten zich verhouden tussen beide cases. Waterstofketel is voor de volledigheid hier toegevoegd.

	Jaarlijks verbruik waterstof	Elektrolyser		Waterstof-opslag	
Case 2A	10.227 MWh	€450.000 per jaar	(3,7 MW)	€840.000 per jaar	(2260 MWh)
Case 2B	2.370 MWh	€85.000 per jaar	(0,66 MW)	€405.000 per jaar	(1110 MWh)
Factor	4,3	5,3	(5,6)	2,1	(2,0)

De kostprijs van de geproduceerde waterstof ligt hiermee op:

- Case 2A: kostprijs waterstof €126 per MWh exclusief elektriciteit- en transportkosten (€5,0 per kg)
- Case 2B: kostprijs waterstof €206 per MWh exclusief elektriciteit- en transportkosten (€8,2 per kg)

## 6.5 Congestievermijding met waterstof

Waterstofproductie kan mogelijk ook elektriciteitspieken opvangen en congestie in het elektriciteitsnetwerk voorkomen. Een elektrolyser gaat bij te grote duurzame elektriciteitsproductie aan en zet de elektriciteit, die anders verloren zou gaan, om in waterstof (Figuur 19). Deze waterstof wordt opgeslagen en wordt op een ander moment/locatie nuttig gebruikt. Toepassingen voor de waterstof kunnen gevonden worden in warmte voor de gebouwde omgeving (deze studie), warmte voor de industrie, productie van elektriciteit of als brandstof voor vervoersmiddelen.

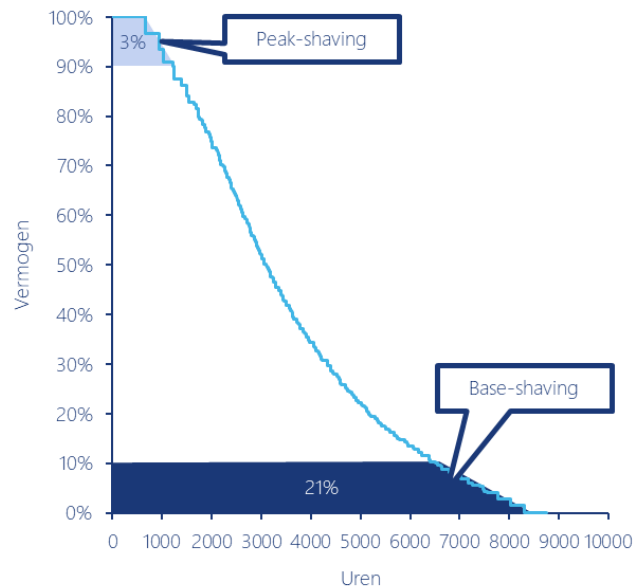
Peak-shaving roomt de pieken af van de duurzame elektriciteitsproductie. Echter in deze pieken zit ook de minste energetische inhoud. Voor een offshore windturbine<sup>33</sup> met 3500 draaiuren gold in 2015 dat in de onderste 10% vermogen al 21% van de elektriciteitsproductie zit (base-shaving), terwijl in de bovenste 10% vermogen nog maar 3% van de elektriciteitsproductie zit (peak-shaving). Dit wordt geïllustreerd met Figuur 19.<sup>34</sup>

In Figuur 20 illustreren we de waarde van waterstof wanneer elektrolyse wordt toegepast op verschillende plekken in de vermogensduurkromme. Belangrijk voor de afnemers is de leveringszekerheid van de geproduceerde waterstof. Bij de kostprijsberekening wordt daarom een constante levering van waterstof aangenomen (Figuur 20). De opslag wordt afhankelijk van waar de elektrolyse in de kromme plaats vindt aangepast, zodat constante waterstoflevering het jaar rond mogelijk is.

<sup>33</sup> De volgende analyse staat los van de situatie bij Dauwendaele, maar illustreert de mogelijkheden voor de congestievermijding door elektrolyse. Deze resultaten dienen om het principe aan te tonen, per situatie zijn de uitkomsten namelijk anders. De gebruikte aannames voor de analyse in hoofdstuk 6.4 en 6.5 wijken licht af van de aannames voor Dauwendaele.

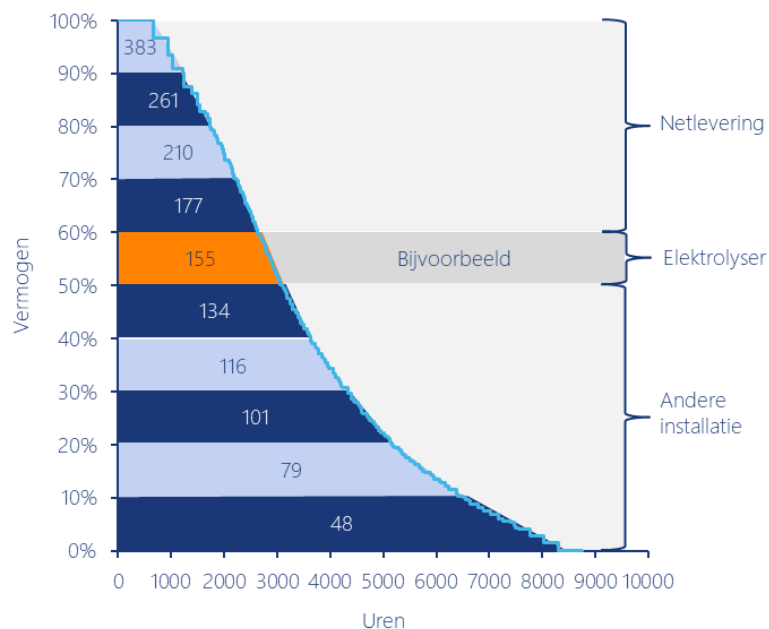
<sup>34</sup> Bijkomend probleem is dat de duurzame productie een seizoenspatroon heeft, veralgemeniseerd: de wind waait over het algemeen vaker en harder in de winter dan in de zomer en de zon schijnt vaker en intensiever in de zomer dan in de winter. Het combineren van beide profielen kan daarom een voordeel opleveren bij de productie van waterstof en de constante levering daarvan. Een constante elektriciteitsproductie zorgt ervoor dat er minder momenten zonder productie zijn, hierdoor wordt de totale capaciteit van de opslag kleiner. Dit effect is aanwezig maar hangt af van de verhouding van het vermogen van wind en zon, het profiel en de plek op de vermogensduurkromme waar de elektrolyser produceert.

De kosten voor de in Figuur 20 geproduceerde waterstof worden bepaald door de kosten voor opslag en elektrolyse. De kostprijs van de waterstof zijn deze kosten gedeeld door de hoeveelheid waterstof die er geleverd wordt. Dit is exclusief kosten voor duurzame elektriciteit en transportkosten voor de waterstof.



Figuur 19: Vermogensduurkromme van een offshore windturbine, inclusief peak-shaving en base-shaving.

Figuur 20 laat zien dat de kostprijs voor de waterstofproductie met een elektrolyser van 10% van het vermogen van de offshore windturbine afneemt naarmate de elektrolyser lager in de vermogensduurkromme wordt ingezet. Dit betekent dat het vermogen voor of na de elektrolyser wel nuttig wordt ingezet. Dit is in analogie met de merit order van het duurzame warmtenet in Dauwendaele. Daar neemt de warmtepomp eerst elektriciteit af, daarna de elektrolyser en het overschot wordt aan het net geleverd.



Figuur 20: Kostprijs waterstof in €/MWh voor de inzet van een elektrolyser met 10% van het vermogen van de offshore windturbine op verschillende plekken in de vermogensduurkromme. In grijs is de oranje situatie uitgewerkt. Waarbij de elektrolyser alleen produceert wanneer de geleverde vermogens tussen de 50% en 60% liggen van het totale vermogen van de offshore windturbine.

Kan het extra vermogen echter niet gebruikt worden vanwege netcongestie dan moet die overproductie weggesluisd worden. Dit noemt men curtailment. Voor de kosten van curtailment kan men de gedeerde opbrengst van elektriciteit nemen, voor een offshore windmolen is dit de SDE+vergoeding. Bij 10% curtailment moet dus 3% van de totale elektriciteitsproductie als gedeerde inkomsten worden beschouwd.

Neemt men curtailment en de gebruikte elektriciteit mee in de kostprijs van waterstof dan ligt deze een stuk hoger en kan het verstandig zijn om het vermogen van de elektrolyser te vergroten. Hieronder zijn twee voorbeelden uitgewerkt:

- Voor grote productie van waterstof via base-shaving ligt het optimum ergens rond de 20% tot 30% curtailment; dit betekent een elektrolyser van 70% tot 80% van het vermogen van een offshore windmolen. De kostprijs van waterstof incl. elektriciteitsgebruik en gedeerde inkomsten door curtailment bedraagt dan ongeveer €195 per MWh bij deze base-shaving (€8,5 per kg).
- Bij peak-shaving ligt het optimum ergens rond de 10% curtailment met een elektrolyser van 10% van het vermogen van een offshore windmolen. De kostprijs van waterstof inclusief elektriciteitsgebruik en gedeerde inkomsten door curtailment bedraagt voor deze peak-shaving ongeveer €386 per MWh (€16,9 per kg). Hoe dit effect precies uitwerkt verdient nader onderzoek.

Peak-shaving om netcongestie tegen te gaan gaat waarschijnlijk altijd gepaard met enige vorm van curtailment, omdat de gedeerde inkomsten van die paar piekuren niet opwegen tegen de meerkosten van een grotere elektrolyser.



## 7. Discussie en spin-off

### 7.1 Discussie

De business cases zoals hierboven opgesteld laten positieve resultaten zien voor een lokaal 100% duurzaam warmtenet: dit is uniek. Maar dit warmtenet gaat wel uit van een integrale business case, waarbij kosten en inkomsten uit zon- en windenergie worden meegenomen. De jaarlijkse kosten van de zon- en windenergie wegen in alle configuraties op tegen de inkomsten uit de verkoop van het restant van de elektriciteitsproductie. Daarmee is de energie die gebruikt wordt om warmte van te maken als het ware gratis. Deze gratis energie komt ten goede aan het warmtenet en daarmee aan de bewoners (zij betalen daarmee in feite alleen voor de kosten van de installaties).

Daarnaast zijn we uitgegaan van een warmtenet dat beheerd wordt door een solide partij die tegen relatief lage kosten investeringen kan doen voor de lange termijn (WACC van 3,1%). Deze partij moet daarnaast genoeg nemen met een laag rendement op deze investeringen, zodat ook de kosten voor de bewoners niet stijgen ten opzichte van hun gasgestookte woningen nu.

Voor het maken van deze business case zijn er vele aannames gemaakt deels gebaseerd op de lokale situatie, hiermee zijn de uitkomsten niet zondermeer één op één te vertalen naar andere situaties. In de appendix hebben we een overzicht gegeven van deze aannames (zie hoofdstuk 9.3). Andere partijen kunnen op basis van andere informatie komen tot andere getallen, dit heeft invloed op de business case. Daarnaast blijft de modellering van de financiële en energetische kant van het warmtenet een model. Er zijn keuzes gemaakt in de modellering om de doorrekening niet onnodig complex te maken. Een voorbeeld hiervan is de modellering van de COP van de warmtepomp<sup>35</sup>.

Ook toekomstige veranderingen en wijzigingen in de specificaties kunnen de business case veranderen. De tarieven voor warmte kunnen in redelijkheid natuurlijk ook stijgen, waarmee de inkomsten voor het warmtenet stijgen. Daarnaast is uitgegaan van hoge kosten voor waterstofopslag, die mogelijk bij andere opslagtechnieken lager uitvallen. In warmere jaren of bij extra isolatie van de woningen verwachten wij echter dat de warmtenetten in deze studie wellicht minder renderen, omdat de inkomsten uit verkoop van elektriciteit slechts gedeeltelijk de gederfde inkomsten uit warmte kunnen opvangen.

De mogelijkheden voor extra waterstofproductie lijken klein, doordat de waterstofopslag dan een groter volume moet hebben. Daarnaast is de prijs van waterstof op de markt vele malen lager dan de prijs van waterstof die in dit warmtenet gedragen kan worden.

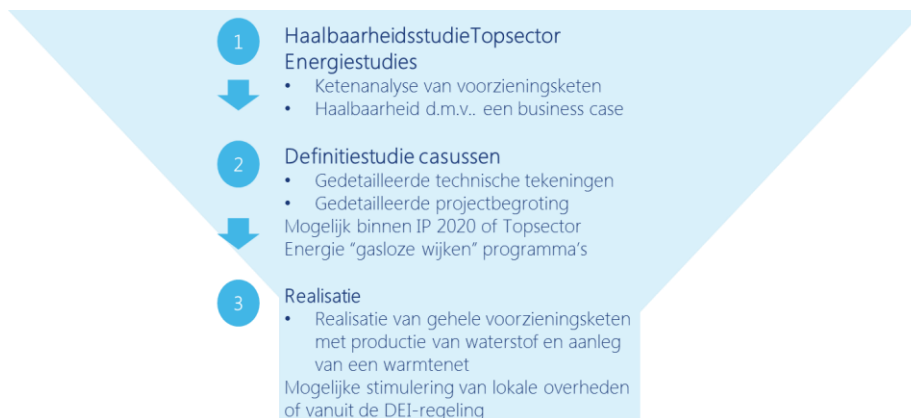
### 7.2 Spin-off

Deze studie toont de haalbaarheid aan van de technische opzet voor een 100% duurzaam warmtenet op lokale bronnen, maar leidt niet tot een realiseerbaar plan. Als tussenfase wordt daarom een definitiestudie voorzien,

---

<sup>35</sup> Hiervoor is geen thermodynamisch model gebruikt maar zijn aannames (enigszins conservatief) gedaan over de relatie tussen buiten temperatuur en COP

waarin gedetailleerde technische tekeningen en een projectbegroting worden gemaakt. Deze studies dienen als basis voor de werkelijke realisatie.



Figuur 21: Mogelijk vervolg op deze studie

In hoofdstuk 4.3 wordt ingegaan op de vraag hoe dit warmtenet kan doorgroeien, zowel in Dauwendaele als in de rest van Nederland. De configuraties die in deze studie zijn gepresenteerd geven een blauwdruk voor mogelijke configuraties van duurzame warmtenetten op andere locaties.

Deze warmtenetten zouden als stepping-stone kunnen dienen voor de overstap van een aardgas-economie naar een waterstof-economie. Daarnaast verbinden deze warmtenetten lokale duurzame opwek van energie aan lokaal gebruik van energie, waardoor de voor de gebruikers zichtbare zonne- en windopstellingen direct bijdrage aan het eigen energieverbruik niet geleund wordt op fossiele back-up centrales. Dit kan mogelijk tot meer draagvlak voor de energietransitie leiden.

## 8. Conclusies en aanbevelingen

### 8.1 Hoofdconclusies

De onderzochte situatie illustreert een lokale duurzame warmte- en waterstofketen welke mogelijk als stepping-stone kan dienen voor de overstap van een aardgas-economie naar een waterstof-economie. De realisatie van het onderzochte warmtenet zou het eerste echt duurzame warmtenet zijn, welke niet leunt op back-up en piekvoorziening door fossiele bronnen of biomassa. Daarnaast verbinden deze warmtenetten lokale duurzame opwek van energie aan lokaal gebruik van energie, waardoor de voor de gebruikers zichtbare zonne- en windopstellingen direct bijdragen aan het eigen energieverbruik. Dit kan mogelijk tot meer draagvlak voor de energietransitie leiden.

- Lokaal duurzaam warmtenet bij gelijke kosten voor de eindgebruiker in combinatie met waterstof biedt perspectief bij minimale rendementseis.

### Belangrijkste resultaten

Dit onderzoek toont aan dat er een rendabele business case te maken is voor Dauwendaele. Hierbij wordt gebruik gemaakt van lokale duurzame bronnen in een groot gedeelte van de onderzochte varianten. Echter, de situatie met restwarmte is nog steeds het voordeligst, wel blijven er bij het wegvallen van de restwarmtebron rendabele business cases mogelijk. In vrijwel alle varianten is enige inzet van waterstof wenselijk om de seizoenspieken op te vangen. Daarnaast zorgt de waterstofketel voor een hoge mate van leveringszekerheid voor het geval er een koude windstille winter is.

Doorgroei van het warmtenet naar de totale wijk Dauwendaele is mogelijk maar vraagt naast grotere installaties, ook opschaling van de zonne- en windenergie vermogens. Dit is niet persé een één op één opschaling.

Uitgelichte resultaten van dit onderzoek zijn:

- Lokale waterstofketen op basis van zonne- en windenergie is in de geschetste situatie haalbaar.
- Waterstofopslag voornaamste kostenpost in de waterstofvoorzieningsketen.
- Warmteopslag is goedkoper dan waterstofopslag, stapeling van deze twee is noodzakelijk voor een haalbare business case. Waterstofopslag in combinatie met de productie van waterstof vanuit duurzame bronnen is te kostbaar voor dag- tot weekopslag.
- Opslag optimum is te maken met alleen een warmteopslag, echter voor het voorzien van warmte in koude windstille winter situaties en als back-up is deze niet geschikt.
- Hoogste rendement om warmte te maken uit duurzame elektriciteit is met de warmtepomp en daarna pas in de vorm van waterstofverbranding.
- Zonnewarmte is in de onderzochte situatie geen voor de hand liggende optie omdat deze concurreert met de warmtepomp in combinatie met fotovoltaïsche panelen, waarbij de fotovoltaïsche panelen ook nog terug kunnen leveren bij overschotten en daarvoor een niet-terugleververgoeding krijgen via de SDE+ subsidie. Bovendien liggen de opbrengsten van zonnewarmte vrijwel volledig in de zomer. Hierdoor is een grote warmteopslag vereist om deze energie te matchen met de vraag, alleen bij grote kostenreducties in warmteopslag is dit haalbaar.
- Peak-shaving met elektrolyse om netcongestie te voorkomen gaat waarschijnlijk altijd gepaard met enige vorm van curtailment, omdat de gedeerde inkomsten van die paar piekuren niet opwegen tegen de meerkosten van een grotere elektrolyser.

In deze studie is gekozen voor lokale duurzame bronnen om de waterstof en warmte mee te produceren. De studie waterstof voor warmtenetten (Berenschot 2018) wijst uit dat met behulp van blauwe waterstof de business

case positiever uit zou kunnen komen. Ook wanneer het elektriciteitsnet wel continu gebruikt mag worden door de warmtepomp, wordt de case waarschijnlijk economisch positiever, maar in de huidige situatie waarbij 's nachts vooral kolen- en gascentrales in elektriciteit voorzien, niet duurzamer. In die situatie zijn de kosten voor opslag in de landelijke infrastructuur voorzien.

## 8.2 Antwoord op de onderzoeksvragen

De voorzieningsketen van warmte aan de huishoudens van Dauwendaele kent meerdere mogelijke configuraties. In het geval restwarmte beschikbaar is ziet de configuratie er als volgt uit:

Bepalende factoren voor deze business case zijn:

- Vermogen zonne- en windenergie beschikbaar
- Vermogen warmtepomp
- Capaciteit warmteopslag

Met als stelregels de volgende:

- Inzet van restwarmte is altijd voordelig.
- Warmteopslag wordt minimaal gebruikt voor dag- en weekopslag, hierdoor kan er goed gebruik gemaakt worden van de capaciteit van de warmtebronnen.
- Waterstofketel wordt ingezet als piekketel en back-up faciliteit, waardoor de waterstofopslag en het vermogen van de elektrolyser bescheiden kunnen blijven.
- Voor kleine hoeveelheden waterstof over afstanden boven de 5 kilometer is wegtransport al sneller rendabel dan een leiding.

Een warmtenet dat door restwarmte en waterstof wordt gevoed is technisch haalbaar. Economisch zal hiervoor de inzet van een warmtepomp en warmteopslag noodzakelijk zijn. Maatschappelijk is de optie van waterstof qua duurzaamheid zeker een goede optie. Daarnaast is de warmtevoorziening ook uitgelegd op een koude windstille winter.

Conversie van lokale duurzame energie naar waterstof speelt hierbij een grote rol, geïntegreerd met het warmtenet levert dit verschillende positieve business cases. Echter in het geval van een warmtekrachtkoppeling als hoofdvoorziening voor een warmtenet is geen positieve business case te maken.

Voor bewoners betekent de aanleg van een warmtenet niet per se een toename in de jaarlijkse kosten, maar de lokale omgeving zal zeker veranderen door de aanleg van het warmtenet en de installatie van duurzame elektriciteitsbronnen. Voordeel van dit warmtenet is wel, dat de duurzame elektriciteitsbronnen direct ten goede komen aan de bewoners van Dauwendaele. Dit draagt wellicht bij aan het draagvlak voor deze bronnen.

## 8.3 Aanbevelingen

Bij het uitvoeren van dit onderzoek zijn de volgende punten opgevallen om nader te onderzoeken:

- Voor Dauwendaele is het aan te bevelen om te kijken naar opties voor thermische energie uit oppervlaktewater zodat de warmtepomp een hoger rendement (COP) kan behalen, met name in de winter.
- Onderzoek naar warmte- en waterstofopslag. Zijn er alternatieve technieken die goedkoper zijn, of is er mogelijkheid tot kostenreductie?
- Vermeden kosten voor netcongestie. Kan waterstof in de regio zinnig gebruikt worden zodat de vermeden kosten voor netcongestie opwegen tegen de kosten van waterstofproductie?

## 9. Appendix

### 9.1 Hoofduitgangspunten

#### Uitgangspunten

- Kosten-neutraal warmtenet voor bewoners (kosten voor 2019)
- Bronnen van het warmtenet moeten lokaal en duurzaam zijn
- Lokale omstandigheden en huidige kennis zijn leidend
- Stand-alone warmtesysteem, waardoor het warmtenet niet zorgt voor een grotere elektrische piekvraag in het elektriciteitsnet
- Het warmtebedrijf wordt beheerd door een partij die tegen semi-gereguleerde tarieven kan investeren
- Integrale business case voor alle benodigde installaties en technieken
- Klimaat- en warmteprofielen uit 2016 voor de lokale situatie

### 9.2 Lokale omstandigheden

#### Warmtenet in Dauwendaele

Item	Waarde
Totaal aantal woningen	833
Aantal koopwoningen	198
Aantal huurwoningen	635
Aantal gestapelde woningen	372
Aantal grondgebonden woningen	461
Woningoppervlak	99 m <sup>2</sup>
Bouwjaar	1966-1972
Energielabel (gemiddeld)	C
Gemiddelde aardgasgas verbruik	1272 m <sup>3</sup> /woning/jaar

Bron: Adviesrapport Warmtenet Dauwendaele, DWA, februari 2019

#### Beschrijving wijk Dauwendaele

Item	Waarde
Aantal inwoners	6220
Aantal woningen	3057
% koopwoningen	36%
% huurwoningen	61%
Gemiddelde elektriciteit verbruik	2420 kWh
Elektriciteit verbruik voor huurwoning	2210 kWh
Elektriciteit verbruik voor eigen woning	2810 kWh
Gemiddelde aardgasgas verbruik	1170 m <sup>3</sup>

Item	Waarde
Aardgas verbruik voor huurwoning	1120 m <sup>3</sup>
Aardgas verbruik voor eigen woning	1290 m <sup>3</sup>
Aantal bedrijfsvestigingen	190
Oppervlakte	136 ha

Bron: CBS, 28-2-2019

### 9.3 Kosten- en rendementsaannames technieken

#### Algemeen

Item	Waarde
Grondkosten	€106.000 per ha
WACC	3,1%

Bron: Boerderij.nl, ACM

#### Wind

Item	Waarde
Levensduur	20 jaar
O&M kosten	Kosten 6.00 €/MWh Infra 0.56 €/MWh
Investeringskosten	Turbine 1112 €/kWp Fundatie 90 €/kWp Eenmalige aansluitvergoeding Afhankelijk van het totale vermogen (€ 31.000 – € 224.000) Kosten kabel Afhankelijk van het vermogen (95 €/m / 150 €/m)
Verzekering	0.5 €/MWh
WACC	3,1%
Duur SDE	15 jaar

Bron: Ecofys Kostprijsanalyse Windenergie op Land, RVO

#### Zon

Item	Waarde
Levensduur	25 jaar
O&M Kosten	1% van investeringskosten
Investeringskosten	Investing 800 €/kWp Eenmalige aansluitvergoeding Afhankelijk van het totale vermogen (€ 31.000 – € 224.000) Kosten kabel Afhankelijk van het vermogen (95 €/m / 150 €/m) Kosten omvormer 84 €/kWp
WACC	3,1%

Duur SDE	15 jaar
----------	---------

Bron: ECN Kosten zonne-energie SDE, DNWG Infra, Totale Wind & Zonnepark, RVO

### Elektrolyse

Item	Waarde
Levensduur	25 jaar
O&M Kosten	1.5% van investeringskosten
Investeringskosten (installatie en gebouw)	1.150 €/kW
WACC	3,1%
Energy consumption per kg H2	0.052 MWh / kg H2
Efficiency	76%

Bron: The potential of power to gas, ENEA, 2016

### Waterstoftransport

Item	Waarde
Kosten tankwagen bij twee trips incl. arbeid O&M en capital costs	47 €/MWh
Kosten pijplijn	€225 per meter
Afschrijvingstermijn	30 jaar
WACC	3,1%

Bron: Hydrogen based energy conversion FactBook, 2014, SBC Energy Institute en DNWG Infra

### Waterstofopslag

Item	Waarde
Kosten opslagtank (totale capaciteit)	7.018 €/MWh
Kosten compressor	877.193 €/MW
Energy efficiency	90%
WACC	3,1%

Bron: Hydrogen based energy conversion FactBook, 2014, SBC Energy Institute

### Warmteopslag

Item	Waarde
Kosten opslagtank (totale capaciteit bij $\Delta T$ 50°C)	6.670 €/MWh
Operationele kosten	4% van de investering
Verliezen	10% per halfjaar
WACC	3,1%
Verschillende capaciteiten van de warmteopslag (bij $\Delta T$ 50°C)	42, 212, 558, 777, 1425, 2910 MWh

Bron: Analyse Berenschot op basis van informatie Ecovat

Warmtepomp, H2-ketel, en H2-WKK

	Warmtepomp	H2-ketel	H2-WKK
Item	Waardes		
Levensduur	15 jaar	25 jaar	20 jaar
Onderhoudskosten	5.000 €/MW	2.000 €/MW	11.300 €/MW
Investeringskosten	500.000 €/MW	60.000 €/MW	600.000 €/MW
WACC	3,1%	3,1%	3,1%
Kosten kabel	Afhankelijk van het vermogen (95 €/m / 150 €/m)		
Lengte kabel	7000 m		

Bron: EnergieTransitieModel, Quintel

## 9.4 Case parameters

		Restwarmte	Warmtepomp	Warmte-opslag	Waterstofketel (back-up/ piekvoorziening)	Waterstof WKK (2030)	Elektrolyser	Waterstofopslag	Windturbines	Zon-PV
Case 1	A	Gem. 1 MW			5,5 MW		750 kW	1811 MWh	9 MW	3 MW
	B	Gem. 1 MW	2 MW		5,5 MW		150 kW	445 MWh	9 MW	3 MW
	C	Gem. 1 MW	1,5 MW	42 MWh	5,5 MW		24 kW	89 MWh	9 MW	3 MW
Case 2	A				5,5 MW		3700 kW	2259 MWh	9 MW	3 MW
	B		2,5 MW		5,5 MW		657 kW	1106 MWh	9 MW	3 MW
	C		3 MW	212 MWh	5,5 MW		20 kW	75 MWh	9 MW	3 MW
	D		2,5 MW	558 MWh	5,5 MW				9 MW	3 MW
	E		3,5 MW	42 MWh	5,5 MW		165 kW	470 MWh	9 MW	3 MW
	F		3 MW	212 MWh	5,5 MW		Zonnewarmte: 2,5 MW	10 kW	38 MWh	9 MW
Case 3	A				5,5 MW	3 MW	3880 kW	2370 MWh	9 MW	3 MW
	B		3 MW	212 MWh	5,5 MW	0,5 MW	41 kW	100 MWh	9 MW	3 MW

Figuur 23: Overzicht van de gebruikte parameters per configuratie

		Restwarmte	Warmtepomp	Warmte-opslag	Waterstofketel (back-up/ piekvoorziening)	Waterstof WKK (2030)	Elektrolyser	Waterstofopslag	Windturbines	Zon-PV
Doorgroei	1C+	Gem. 1 MW	11 MW	558 MWh	18,7 MW		120 kW	437 MWh	18 MW	6 MW
	2C+		11 MW	777 MWh	18,7 MW		165 kW	572 MWh	21 MW	9 MW

Figuur 22: Overzicht van de gebruikte parameters voor de doorgroei configuraties



## 9.5 Bijdrage aan de doelstellingen van de Topsector Energiestudies

Dit project levert een bijdrage aan de regeling Topsector Energiestudies in het programma 'Nieuw Gas' binnen Programmalijn 3.2 'Waterstof' en binnen het programma 'Urban Energy' binnen programmalijn 4.2 'Warmte- en koude installaties'. In dit hoofdstuk zetten wij uiteen hoe de uitkomsten van dit project hieraan bijdragen.

### Programmalijn 3.2: Waterstof

Dit onderzoek draagt bij aan twee van de genoemde onderwerpen binnen de programmalijn Waterstof:

1. *Uitwerking van pilot- en demonstratie- en uitrolprojecten ten behoeve van de industrie, mobiliteit, gebouwde omgeving en elektriciteitsproductie. De uitwerking moet leiden tot een document op basis waarvan een investeringsbeslissing kan worden genomen.*

Het gebruik van een waterstofketel is nieuw binnen de voorzieningsketen van warmte. Daarmee is dit project in Dauwendaele een pilot- en demonstratieproject voor dit principe. Het dient als voorbeeld voor andere locaties in Nederland en het buitenland. Het creëren van een dergelijke waardeketen draagt daarnaast direct bij aan de energietransitie en vermindering van de Groninger gasvraag.

De grootste belemmering voor het nemen van een investeringsbeslissing is het inzicht in de economische haalbaarheid. Binnen dit project is zo veel mogelijk gewerkt met het werkelijke verbruik, opwek van waterstof en de gebiedsgerichte mogelijkheden en beperkingen. Het opmaken van de business case, zoals hierboven gepresenteerd, leidt zodoende tot een document op basis waarvan een verdere investeringsbeslissing kan worden genomen.

2. *Studie naar de verbetering van de performance en vermindering van de kosten van waterstofketens, -componenten en -systemen, zoals low cost elektrolyzers, reformers, opslagtechnologie en brandstofcellen.*

In dit onderzoek is een optimalisatie gedaan van de elektrolyser, met als doel de productiekosten van waterstof te verlagen. Hiertoe worden methodes gezocht om de draaitijden te verhogen, door de verhouding tussen zonvermogen, windvermogen en elektrolyservermogen te optimaliseren en de plek van de elektrolyser in de merit-order te optimaliseren. Hiermee leidt dit onderzoek tot de verbetering van de performance en vermindering van kosten van elektrolyzers.

### Programmalijn 4.2: Warmte- en koude installaties

Deze programmalijn faciliteert haalbaarheidsstudies, onder meer met als doel de inbedding van warmte- en koude installaties in business cases te bevorderen. Onder warmte- en koude installaties vallen wat ons betreft ook ketels, WKK's en brandstofcellen op waterstof. Binnen dit project wordt de business case opgemaakt van een voorzieningsketen, waarin deze installaties centraal staan. Dit demonstreert het principe van waterstofinstallaties in de gebouwde omgeving. Dit sluit aan bij de genoemde ambitie om tot kostenreductie te komen, omdat dit een optie toevoegt.

## 9.6 Uitvoering van het project

### Werkwijze:

Deze studie is tot stand gekomen door de inzet van meerdere partijen. Door middel van een zestal bijeenkomsten met de begeleidingscommissie (bestaande uit Arjen Jongepier van DNWG Infra, Teus Baars van Zeeuwind en Meryl Burger van Econnetic) zijn de configuraties afgestemd, zijn de tussenresultaten gedeeld, is de lijn van de studie geborgd, zijn randvoorwaarden en risico's besproken en is er kritisch meegekeken met de studie. Daarnaast zijn er een drietal werksessies geweest met Wouter de Jonge, Jan-Rien Meerman en Niek van den Boogaart van DNWG Infra om de lokale omstandigheden van het warmtenet en de duurzame productie in kaart te brengen en de mogelijkheden voor waterstofproductie om netcongestie te voorkomen te onderzoeken. De aannames van

deze studie zijn in een validatiesessie besproken met DWA (specificaties van de wijk, het warmtenet en de restwarmte) en in een validatiesessie besproken met Ecovat (specificaties van de warmteopslag). Berenschot heeft het onderzoek uitgevoerd, de modellering gedaan en de eindrapportage gemaakt en is hierbij uitgegaan van verschillende literatuurbronnen en kennis uit voorgaande studies. Voor de modellering is gebruik gemaakt van Excel voor de doorrekening. De eindrapportage is opgesteld door Berenschot commentaren van DNWG Infra, Zeeuwind en Econnetic zijn hierin meegenomen.

**Problemen:**

Tijdens de uitvoering van het project zijn er geen grote problemen geweest.

**Projectplan:**

Het project is grotendeels uitgevoerd volgens plan. Randvoorwaarde en risico's zijn opgesteld in samenwerking met de begeleidingscommissie en niet met een bredere groep stakeholders. De begeleidingscommissie bracht de risico's en randvoorwaarden in die genoemd werden in de detailstudie van DWA die met een brede stakeholdergroep is opgezet.

**Begroting:**

Verschillen tussen begroting en werkelijk gemaakte kosten zijn klein. Beide projectpartners hebben meer uren besteed dan begroot, dit lag voornamelijk in het feit dat het aantal onderzochte configuraties groter is geworden dan in het projectplan voorzien.

**Kennisverspreiding:**

De kennis ten aanzien van het project wordt verspreid met inachtneming van de sectorbrede en integrale belangen van de partners. De lokale partijen worden ingelicht over de resultaten van deze studie. Partijen in de sector willen wij actief benaderen voor het vervolgtraject. Deze rapportage is publiek beschikbaar en te vinden op de [www.berenschot.nl](http://www.berenschot.nl). Daarnaast willen wij woningbouwcorporaties, de elektrolysesector en de energiesector actief betrekken bij het vervolg, vanuit het netwerk van het consortium en Berenschot. Bij het proces kan worden gedacht aan workshops voor, en interviews met actoren uit de sector, waarbij resultaten worden gepresenteerd en partijen worden gevraagd na te denken over, en input te leveren voor een vervolgtraject. Ook willen we de resultaten van het project op symposia en congressen presenteren om de informatie onder de aandacht te brengen.

**PR-project:**

Omdat dit project liep naast de detailstudie van DWA voor de directe verkenning van een warmtenet in Dauwendaele is besloten dit project niet groot publiekelijk aan te kondigen bij de start. Op deze manier kon er geen onduidelijkheid ontstaan bij de grotere groep stakeholders in het lopende traject. Na goedkeuring van het eindrapport wordt het rapport gepubliceerd op de website van Berenschot en aangekondigd bij de stakeholders. Ook wordt deze studie aan de betrokken partijen in Middelburg gepresenteerd worden. Daarnaast brengen de bij deze studie betrokken partijen, de studie in bij een aantal congressen en bijeenkomsten, waaronder het warmtecongres in het najaar van 2019.

## Dankwoord

Wij willen op deze plek graag iedereen bedanken die heeft bijgedragen aan de totstandkoming van deze studie. In het bijzonder de opdrachtgevers vanuit DNWG Infra en Zeeuwind: Arjen Jongepier en Teus Baars. Wouter de Jonge, Jan-Rien Meerman en Niek van den Boogaart van DNWG Infra en Meryl Burger van Econnetic willen wij danken voor hun kritische en constructieve inbreng in het project.

Daarnaast willen wij ook graag Paul van Beem en Krijn Haak van DWA bedanken voor het beschikbaar stellen van hun informatie en het meedenken met onze studie. Ook willen wij Ruud van den Bosch van Ecovat bedanken voor de inbreng van kengetallen voor een warmteopslag en de validatie van onze modellering van een warmteopslag.

## Contactgegevens

Digitale kopieën van deze studie zijn gratis op te vragen bij Berenschot via onderstaande contactgegevens of via [www.berenschot.nl](http://www.berenschot.nl).

Voor meer informatie kunt u terecht bij:



Jan Warnaars

[j.warnaars@berenschot.nl](mailto:j.warnaars@berenschot.nl)



Rutger Bianchi

[r.bianchi@berenschot.nl](mailto:r.bianchi@berenschot.nl)



## Berenschot

Berenschot is een onafhankelijk organisatieadviesbureau met 350 medewerkers wereldwijd. Al 80 jaar verrassen wij onze opdrachtgevers in de publieke sector en het bedrijfsleven met slimme en nieuwe inzichten. We verwerven ze en maken ze toepasbaar. Dit door innovatie te koppelen aan creativiteit. Steeds opnieuw. Klanten kiezen voor Berenschot omdat onze adviezen hen op een voorsprong zetten.

Ons bureau zit vol inspirerende en eigenwijze individuen die allen dezelfde passie delen: organiseren. Ingewikkelde vraagstukken omzetten in werkbare constructies. Door ons brede werkterrein en onze brede expertise kunnen opdrachtgevers ons inschakelen voor uiteenlopende opdrachten. En zijn we in staat om met multidisciplinaire teams alle aspecten

### **Berenschot Groep B.V.**

Europalaan 40, 3526 KS Utrecht

Postbus 8039, 3503 RA Utrecht

030 2 916 916

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

[in/berenschot](https://www.linkedin.com/company/berenschot)