A network diagram consisting of various sized light blue circles connected by thin white lines, set against a solid blue background. The circles vary in size, with some being significantly larger than others, and they are interconnected in a complex, non-linear fashion.

KWR 2023.042 | Juni 2023

**Flexibele  
warmtesystemen en  
hun rol in het  
elektriciteitssysteem**



## Samenwerkingspartners



Het project COHEASY is mede gefinancierd door TKI-Energie uit de Toeslag voor Topconsortia voor Kennis en Innovatie (TKI's) van het ministerie van Economische Zaken en Klimaat.

Leden van de klankbordgroep:



# Rapport

## Flexibele warmtesystemen en hun rol in het elektriciteitssysteem

**KWR 2023.042 | Juni 2023**

### Opdrachtnummer

403532

### Projectmanager

Daniël Bakker

### Opdrachtgever

TKI Urban Energy

### Auteur(s)

Daniël Bakker, Els van der Roest

### Kwaliteitsborger(s)

Martin Bloemendal, Ad van Wijk, Marette Zwamborn

### Verzonden naar

TKI Urban Energy, WarmteStad, Dunea Warmte en Koude, klankbordgroep COHEASY

Dit rapport is in overleg met de opdrachtgever op 8 december 2023 openbaar gemaakt.

Werkwijzen, rekenmodellen, technieken, ontwerpen van proefinstallaties, prototypen en door KWR gedane voorstellen en ideeën alsmede instrumenten, waaronder software, die in het onderzoeksresultaat zijn opgenomen, zijn en blijven het eigendom van KWR. Ook alle rechten die voortvloeien uit intellectuele- en industriële eigendom, alsmede de auteursrechten, blijven bij KWR berusten en derhalve eigendom van KWR.

**Keywords:** warmteopslag, energie, flexibiliteit

Jaar van publicatie  
2023

Meer informatie  
Dr.Ir. Daniël Bakker  
T +316 46814458  
E daniel.bakker@kwrwater.nl

PO Box 1072  
3430 BB Nieuwegein  
The Netherlands

T +31 (0)30 60 69 511  
E info@kwrwater.nl  
I www.kwrwater.nl

# KWR

Juni 2023 ©

Alle rechten voorbehouden aan KWR. Niets uit deze uitgave mag - zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van KWR - worden verveelvoudigd, opgeslagen in een geautomatiseerd gegevensbestand, of openbaar gemaakt, in enige vorm of op enige wijze, hetzij elektronisch, mechanisch, door fotokopieën, opnamen, of enig andere manier.

# Samenvatting

Het COHEASY-project richt zich op het onderzoeken van de bijdrage die de warmtesector kan leveren aan het flexibiliseren van het elektriciteitsnet om meer inpassing van duurzame elektriciteit mogelijk te maken en overbelasting te voorkomen. De focus ligt daarbij op warmtesystemen waarin gebruik wordt gemaakt van ondergrondse warmteopslagsystemen, dagbuffers en Power-to-heat (P2H) oplossingen, zoals een warmtepomp. De bijdrage die dergelijke warmtesystemen aan de flexibilisering van het elektriciteitsnet kunnen leveren noemen wij eWarmteFlex.

## *KPI's en ontwerpevaluatie van flexibele warmtesystemen*

De prestaties van warmtesystemen met opslag en power-to-heat kunnen worden gekwantificeerd d.m.v. kritieke prestatie-indicatoren (KPI). Dit maakt het mogelijk om flexibele warmtesystemen met elkaar en met andere systemen te vergelijken. De kritieke prestatie-indicatoren voor flexibele warmtesystemen bleken niet anders dan voor warmtesystemen zonder warmteopslag of P2H.

Voor het opstellen van het overzicht van KPI's hebben we samengewerkt met de klankbordgroep die voor het COHEASY project in leven is geroepen, bestaande uit professionals en wetenschappers uit de warmte- en elektriciteitssector. De klankbordgroep is gedurende het project driemaal bijeengekomen om mee te denken over de uitgangspunten, casussen en uitkomsten van het COHEASY project.

Het opgestelde raamwerk van KPI's hebben we toegepast bij de ontwerpevaluatie van twee casussen:

- de warmtecentrale van WarmteStad in Groningen, waarin restwarmte uit datacenters en zonthermie worden gecombineerd met dagbuffering;
- de warmtelevering door Dunea Warmte & Koude in de Binckhorst in Den Haag m.b.v. thermische energie uit drinkwater (TED) uit een waterberging i.c.m. een warmtepomp ten behoeve van regeneratie van een open bodemenergiesysteem (OBES) met bronnet.

Van deze beide casussen is een scenariostudie uitgevoerd waarin ontwerpvarianten van de warmtesystemen worden onderzocht d.m.v. modelberekeningen. Voor de warmtecentrale van WarmteStad is gekeken naar de impact van het variëren van het vermogen van de zonthermie installatie en naar het vervangen van de WKK's voor brandstofcellen op waterstof. Voor het TED systeem in de Binckhorst is gekeken naar varianten waarin de doeltemperatuur van de warmtepomp wordt gevarieerd (tussen de 25-35°C) en naar varianten waarin TEO (oppervlaktewater) als warmtebron wordt gebruikt i.p.v. TED.

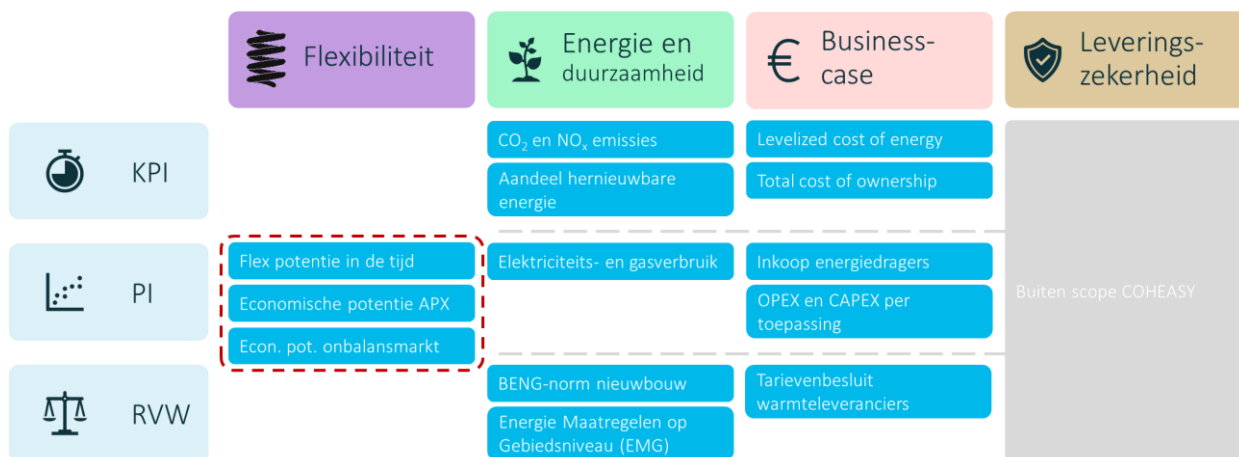
De evaluatie van de casussen levert specifieke informatie op over het ontwerp van deze specifieke warmtesystemen. De resultaten, conclusies en aanbevelingen zijn specifiek gerelateerd aan deze casussen. Toch vermelden we ze hier (zie kader), omdat de kennis die hieruit voortvloeit inzicht geeft die deze casussen overstijgt, en ook bij andere warmtesystemen benut kan worden.

## *eWarmteFlex: flexibiliteit van warmtesystemen als bijdrage aan flexibilisering van het elektriciteitsnet*

Voor beide warmtesystemen is kwalitatief gekeken naar de kansen om gebruik te maken van hun flexibiliteit als bijdrage aan flexibilisering van het elektriciteitsnet. Voor het warmtesysteem in de Binckhorst is tevens een kwantitatieve analyse uitgevoerd.

Voor een kwantitatieve analyse is toevoeging van 'flexibiliteit' als prestatie-indicator noodzakelijk. Daarom is in samenwerking met de klankbordgroep gekeken hoe flexibiliteit kan worden toegevoegd aan het raamwerk van prestatie-indicatoren. Op operationeel niveau zijn prestatie indicatoren voor flexibiliteit gedefinieerd: 1) het vermogen dat beschikbaar is om te verschuiven in de tijd, 2) economische potentie door flexibel handelen op de

day-ahead markt en 3) economische potentie op de balancerende markten. Gezien flexibiliteit op meerdere aspecten kan aangrijpen (energie kan er bijvoorbeeld schoner en/of betaalbaarder van worden), moeten we deze prestatie-indicatoren als een aparte categorie zien. In Figuur 1 is een totaaloverzicht van KPI's, PI's en randvoorwaarden weergegeven.



Figuur 1 Totaaloverzicht KPI's, PI's en randvoorwaarden (RVW) voor van warmtesystemen met meerdere (LT)-bronnen, warmteopslag, dagbuffering en P2H.

Bij Warmtestad zijn er mogelijkheden om elektriciteit af te nemen op momenten van invoedingscongestie door de warmtepompen te laten draaien op elektriciteit uit het net in plaats van uit de WKK's. Deze warmte kan dan in de dagbuffer worden opgeslagen. Andersom kunnen de WKK's juist ingezet worden door op momenten van krapte op het net stroom te produceren.

Voor De Binckhorst in Den Haag is de flexibiliteitspotentie 35-62% van de vollasturen om de warmtepomp op andere momenten in te zetten die beter aansluiten op de behoeftes in het elektriciteitssysteem, met weinig tot geen impact op de warmtelevering. Met de huidige prijzen kan potentieel 14% van de elektriciteitskosten van de warmtepomp worden bespaard, oplopend tot 50% in 2035. De verwachting is dat er ook kostenbesparingen mogelijk zijn bij vergelijkbare warmtesystemen met warmtepompen en opslag.

#### Belemmerende factoren voor eWarmteFlex

Warmtesystemen met P2H en opslag kunnen een beperkte rol spelen op de balancerende markten. Specifiek voor systemen met warmtepompen (met of zonder opslag) geldt dat zij waarschijnlijk het beste via een pool kunnen acteren op de balancerende markten. Niet alle markten voor flexibiliteit zijn hiervoor geschikt, omdat warmtepompen met ca. 20% van het vermogen per minuut op- en af kunnen schakelen. De FCR markt is daarom voor warmtepompen minder geschikt, voor die markt wordt een responstijd van maximaal 30 seconde verwacht. De aFRR markt zou wel geschikt kunnen zijn. Het aanbieden van flexibiliteit vanuit warmtesystemen aan het elektriciteitssysteem stuit daarnaast nog op verschillende andere belemmeringen, zoals weerstand vanuit de organisatie vanwege de toename van slijtage door veelvuldig schakelen of het gebrek aan verdienmodel door de huidige opzet van de elektriciteitsmarkt met nog veel vaste stroomcontracten.

#### Concluderend

Deze COHEASY-studie omvat een verkenning naar de flexibiliteit van warmtesystemen, en de bijdrage die de warmtesector kan leveren aan het flexibiliseren van het elektriciteitsnet. Bij de kennisdeling tijdens het onderzoek is duidelijk gebleken, dat de warmte- en elektriciteitssector nog grotendeels gescheiden werelden zijn, maar er een duidelijke potentie zit in het verder integreren van deze twee sectoren. Het onderzoek heeft geleid tot een reeks bevindingen, die in de conclusies en aanbevelingen (hoofdstuk 7) van dit rapport zijn opgenomen. We hopen hiermee bij te dragen aan het versnellen van de energietransitie.

### Resultaten ontwerpevaluatie Warmtestad

In het ontwerp van het zonthermie park van WarmteStad zijn 24.000 panelen opgenomen met een zonnewarmtebuffer van 6.000 m<sup>3</sup>. Het aandeel hernieuwbare warmte neemt door deze installatie toe van 0,38 naar 0,55. De business-case vertoont voor deze toevoeging echter geen verbetering; de LCOE neemt toe van 53 naar 57 euro/MWh. Stijgende gas- en emissieprijsen zullen er echter voor zorgen dat de business-case voor zonthermie positief uitvalt. In de ontwerpevaluatie variëren we het aantal panelen van 0 tot 32.000 en de bijbehorende buffer schaalte mee van 0 tot 8.000 m<sup>3</sup>. We zien dat de toename van de duurzame fractie steeds kleiner wordt naarmate er meer zonnewarmte wordt opgewekt. Ditzelfde geldt voor de LCOE. Dit wordt veroorzaakt doordat steeds minder zonnewarmte nuttig kan worden gebruikt (als er geen seizoensopslag aanwezig is).

Vervanging van de WKK's met brandstofcellen in het warmtesysteem van WarmteStad heeft een grote impact op de duurzaamheid van de warmtelevering. De duurzame fractie neemt daardoor toe van 0,58 tot 0,74. De hoge prijs van groene waterstof (aangenomen prijs van 5 euro/kg) zorgt er echter voor dat de LCOE voor een systeem met brandstofcellen (74 euro/MWh) hoger is dan de base case (57 euro/MWh). Brandstofcellen zijn daarmee onder de huidige marktcondities geen interessante optie voor de warmtecentrale.

### Resultaten ontwerpevaluatie De Binckhorst

Voor het TED systeem in de Binckhorst verbeteren zowel de energie als financiële KPI's licht bij het instellen van een hogere warmtepomp temperatuur (30°C of 35°C in plaats van 25°C). De verschillen zijn ca. 70 MWh, 2% van de totale elektriciteitsvraag. Maar het is voornamelijk in verdelingsvraagstuk, een hogere warmtepomp temperatuur verplaatst namelijk de elektriciteitsvraag van de woningen meer naar de warmtepomp exploitant (verschuiving van max. 400 MWh per jaar, ca 10% van de totale elektriciteitsvraag), en van de winter meer naar de zomer. Dit kan gunstig zijn vanuit maatschappelijk perspectief.

Als een TED en TEO systeem met elkaar worden vergeleken dan blijkt dat in de Binckhorst casus het TEO systeem over het algemeen meer stroom gebruikt (ca 200 MWh/jaar of 5% meer) dan het TED systeem. Het TEO systeem kan namelijk in de winter alleen warmte uit de OBES kan halen, terwijl het TED systeem ook in de winter nog de warmte gedeeltelijk direct kan produceren. De direct geproduceerde warmte is 4-10°C hoger in temperatuur dan OBES, waardoor de COP van de warmtepompen in de woningen hoger is en de totale elektriciteitsvraag lager is dan bij TEO. Het TEO systeem op 25°C vormt hierop een uitzondering omdat in dit geval deels zonder tussenkomst van de warmtepomp warmte uit oppervlaktewater kan worden gewonnen. Qua financiële KPI's zijn de verschillen klein, alle scenario's zitten in de range van 23,9-27,4 €/MWh warmte. De kosten zijn dus geen doorslaggevende factor om voor TEO of TED te kiezen bij de Binckhorst.

Als naar de systeemkosten wordt gekeken inclusief OBES en warmtepompen in woningen (exclusief warmtenet) dan zijn de kosten voor warmte 155-175 €/MWh, hoger dan andere duurzame warmtesystemen zoals grondwaterwarmtepompen (53-111 €/MWh). Voor het realiseren van een duurzaam collectief systeem op lage temperatuur is dus waarschijnlijk een vorm van subsidie nodig om de business case haalbaar te maken.

# Inhoud

<b>Samenwerkingspartners</b>	<b>2</b>
<b>Rapport</b>	<b>3</b>
<b>Samenvatting</b>	<b>4</b>
<b>Inhoud</b>	<b>7</b>
<b>1 Inleiding</b>	<b>8</b>
<b>2 KPI's van warmtesystemen</b>	<b>10</b>
2.1 Methode vaststellen prestatie-indicatoren	10
2.2 Vastgestelde prestatie-indicatoren	10
<b>3 Casus beschrijving warmtesystemen</b>	<b>12</b>
3.1 Casus WarmteStad	12
3.2 Casus De Binckhorst	16
3.3 Modellerings	21
<b>4 Resultaten ontwerpevaluaties</b>	<b>22</b>
4.1 WarmteStad	22
4.2 De Binckhorst	29
<b>5 eWarmteFlex</b>	<b>37</b>
5.1 Wat is eWarmteflex?	37
5.2 Potentie inschatting eWarmteFlex	40
5.3 Kwantificatie eWarmteflex voor De Binckhorst	41
5.4 Afwegingen voor het benutten van flexibiliteit	43
<b>6 Klankborgroep</b>	<b>45</b>
<b>7 Conclusies &amp; Aanbevelingen</b>	<b>47</b>
7.1 Conclusies KPI's en ontwerpevaluaties warmtesystemen	47
7.2 Conclusies eWarmteFlex	49
7.3 Vervolgonderzoek	50
<b>8 Literatuur</b>	<b>52</b>
<b>Bijlage A – PI's economische resultaten Binckhorst</b>	<b>55</b>
<b>Bijlage B – Beschrijving balancerende markten</b>	<b>56</b>



# 1 Inleiding

## *Context*

De energietransitie is in volle gang. Op weg naar duurzamer energiesysteem ontstaan nieuwe uitdagingen. Eén daarvan is de overbelasting van het elektriciteitsnet, zowel voor opwek, als voor afname [1]. Naast netverzwaring wordt ook naar andere oplossingen gezocht om ons elektriciteitsnet te ontlasten en de energietransitie te versnellen. Opslag en conversie worden sleutelwoorden in een robuust energiesysteem waar duurzame energiebronnen maximaal worden benut om in onze energievraag te voorzien. Daarbij is het van belang om verder te kijken dan alleen oplossingen binnen het elektriciteitssysteem, maar ook andere sectoren te betrekken.

In het project COHEASY onderzoekt KWR in samenwerking met WarmteStad en een klankbordgroep van partijen uit de elektriciteits en warmtesectoren specifiek naar hoe de warmtesector kan bijdragen aan het flexibiliseren van het elektriciteitssysteem. Daarbij wordt eerst gekeken naar hoe de warmtesector zelf flexibel kan worden ingericht, met een focus op de combinatie van ondergrondse warmteopslagsystemen, dagbuffers en Power-to-heat (P2H) met behulp van een (industriële) warmtepomp. Power-to-heat technologieën kunnen een belangrijke functie vervullen in het (Europese) energiesysteem [2]. De toepassing van deze combinatie van warmte-technologieën ten behoeve van flexibilisering van het elektriciteitsnet noemen wij hier het eWarmteFlex-principe. Maar hoe analyseer en vergelijk je P2H systemen met opslag met andere systemen en met elkaar? Dat bestuderen wij in dit project, wat ook blijkt uit de engelse titel: Sensitivity and COhesion of KPI's for design and control of HEAT supply SYstems with subsurface storage including flexibility through P2H, kortweg COHEASY.

## *Doelstelling COHEASY project*

Binnen het COHEASY project zijn twee hoofddoelen gedefinieerd:

1. Het vaststellen van de belangrijkste kritische prestatie-indicatoren (KPI's) voor evaluatie en optimalisatie van flexibele warmtesystemen met meerdere (LT)-bronnen, (seizoens)warmteopslag in de bodem, dagbuffering en P2H.

Welke prestatie indicatoren zijn nodig om deze systemen goed te beschrijven? Zijn deze anders dan bij andere warmte systemen? Het vaststellen van de KPI's (en eventuele onderliggende PI's) stelt ons en anderen in staat om verschillende systemen met elkaar te vergelijken op hun prestaties, en vast te stellen welke KPI's onderdeel kunnen zijn van een doelfunctie bij de optimalisatie van deze systemen. Om deze KPI's in de praktijk te benutten worden ook ontwerpevaluaties van flexibele warmtesystemen uitgevoerd.

2. Het bevorderen van systeemintegratie tussen de warmte- en elektriciteitssector door een economische analyse van het eWarmteFlex-principe en het identificeren van (niet-)technische belemmeringen.

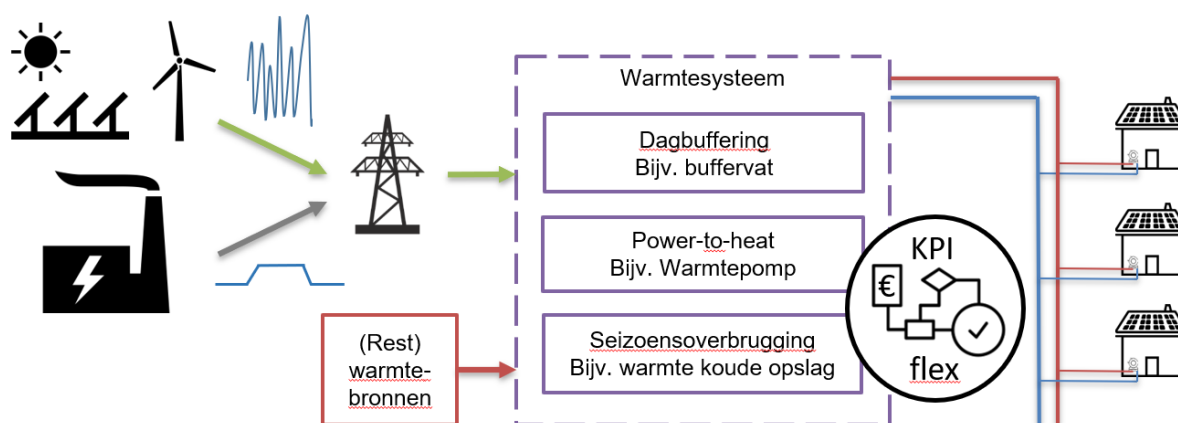
Door juist in perioden met een overschot duurzame elektriciteit, warmte te laden in het warmteopslagsysteem (midden of hoge temperatuur, dus >25 °C) met behulp van de warmtepomp wordt vanuit de warmtesector bijgedragen aan verdere flexibilisering van het energiesysteem, met mogelijke voordelen voor beide partijen.

## *Aanpak van de studie (tevens leeswijzer)*

Het vaststellen van de KPI's wordt beschreven in hoofdstuk 2, waarin ook de onderliggende prestatie-indicatoren worden benoemd. Vervolgens geven we aan hoe deze KPI's kunnen worden benut in een doelfunctie voor optimalisatie van warmtesystemen met LT-bronnen, warmteopslag in de bodem, dagbuffering en P2H, waarbij ook wordt ingegaan op de verschillende tijdsschalen waarmee rekening moet worden gehouden. De vastgestelde KPI's

worden toegepast in ontwerpevaluaties voor twee casussen om de theorie meteen naar de praktijk te brengen. Eén casus is het warmtenet van WarmteStad in Groningen met onder andere zonthermie, de andere is De Binckhorst in Den Haag met een bronnet, open bodemenergiesysteem (OBES) en regeneratie uit een waterberging, die beiden worden beschreven in H3. De resultaten van deze ontwerpevaluaties worden behandeld in hoofdstuk 4. Het tweede subdoel komt aan bod in hoofdstuk 5, waar een beschrijving wordt gegeven van het eWarmteflex principe inclusief een drieledige definitie voor het bepalen van flexibiliteit in warmtesystemen. Deze definitie wordt toegepast op een kwalitatieve manier op beide casussen, en voor De Binckhorst ook gekwantificeerd. Om meer verbindingen tussen de warmte- en elektriciteitssector tot stand te brengen is het van belang ook de juiste partijen bij elkaar te brengen. In COHEASY hebben de onderzoekers van KWR en het team van WarmteStad daarom samengewerkt met experts uit zowel de elektriciteit- als warmtesector; Tennet, Stedin, Vattenfall, De Warmtetransitiemakers, Dunea Warmte & Koude en TU Delft middels een klankbordgroep. Zie hoofdstuk 6 voor meer informatie over de klankbordgroep en opgehaalde kennis.

In dit rapport leest u onze bevindingen. In de conclusies en aanbevelingen in hoofdstuk 7 is uiteengezet hoe de resultaten van dit werk kunnen bijdragen aan het versnellen van de energietransitie.



Figuur 2 Schematische weergave van de doelen van het COHEASY project

## 2 KPI's van warmtesystemen

### 2.1 Methode vaststellen prestatie-indicatoren

Hoe kunnen de prestaties van verschillende warmtesystemen goed met elkaar vergeleken worden op het juiste systeemniveau? Een van de doelen van dit project is om de belangrijkste kritische prestatie-indicatoren (KPI's) vast te stellen voor optimalisatie van flexibele warmtesystemen met meerdere (LT)-bronnen, warmteopslag in de bodem, dagbuffering en P2H.

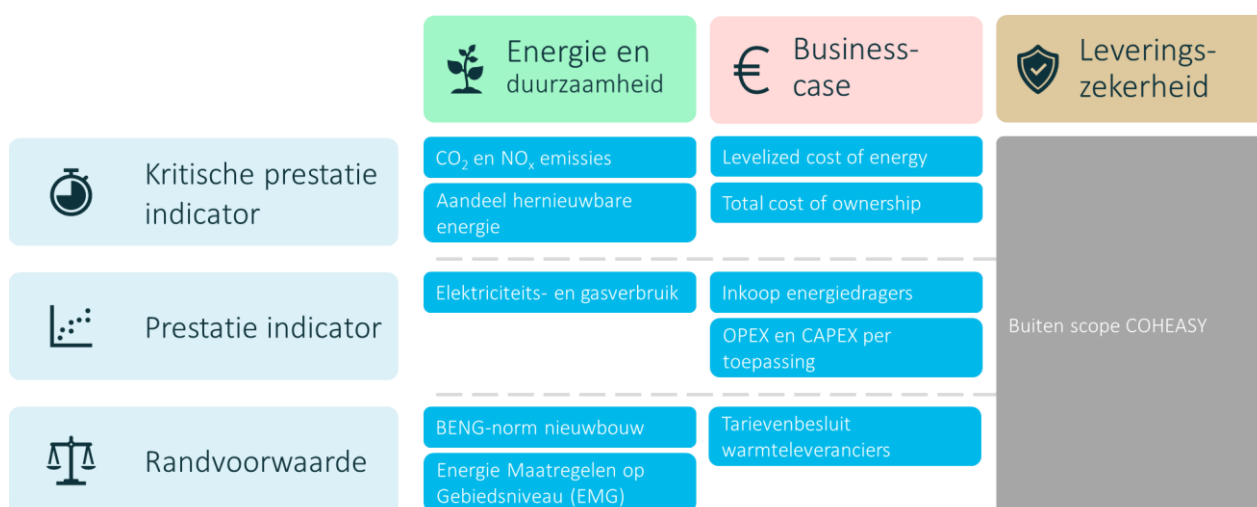
De vaststelling van KPI's is in samenwerking met de klankbordgroep van vertegenwoordigers uit de elektriciteits- en warmtesector uitgevoerd, met input vanuit gesprekken met vertegenwoordigers van projecten WINDOW en WarmingUP.

### 2.2 Vastgestelde prestatie-indicatoren

Voor het kwantificeren van de prestaties van warmtesystemen zijn verschillende categorieën van parameters gebruikt:

- Kritische prestatie indicatoren (KPIs) zijn de parameters die de prestatie kwantificeren voor disseminatie en besluitvorming op directieniveau.
- Prestatie indicatoren (PIs) zijn de parameters die de prestatie kwantificeren voor disseminatie en besluitvorming op technisch en strategisch niveau binnen de organisatie, bijvoorbeeld door de facilitaire dienst of business developers.
- Randvoorwaarden zijn parameters waarvan de waarde binnen een specifieke bandbreedte moet blijven, bijvoorbeeld n.a.v. wettelijke kaders. Randvoorwaarden kunnen als zodanig worden opgenomen in een optimalisatieprocedure.

De parameters worden ingedeeld in drie belangrijke hoofdonderwerpen: duurzaamheid en energie, business case en leveringszekerheid. In het project COHEASY valt leveringszekerheid buiten de scope in de verdere doorrekening. In de onderstaande figuur is het raamwerk dat ontstaat met weergegeven, met daarin de belangrijkste parameters.



Figuur 3 Raamwerk van KPI's, PI's en randvoorwaarden voor warmtesystemen met meerdere (LT)-bronnen, warmteopslag, dagbuffering en P2H.

#### Kritische prestatie indicatoren:

- Aandeel hernieuwbare energie in de geleverde warmte
- CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> emissies (kg/MWh)
- Levelized cost of energy (LCOE; euro/MWh)
- Total cost of ownership (TCO; euro)

#### Prestatie indicatoren:

- Inkoop elektriciteit, gas, warmte (MWh)
- Verkoop elektriciteit, warmte (MWh);
- Instantaan regelvermogen (kW);
- Hoeveelheid opgeslagen warmte (MWh);
- Warmteverliezen uitgesplitst per toepassing (MWh);
- OPEX uitgesplitst per toepassing (productie/opslag/transport; euro);
- CAPEX uitgesplitst per toepassing (euro);
- LCOE uitgesplitst: productie/opslag/transport (euro)

#### Randvoorwaarden:

- Maximale CO<sub>2</sub> uitstoot van geleverde warmte per jaar (kg/MWh)
  - Kader: Wet collectieve warmtevoorziening (nog niet in werking getreden) [3]
- De energiebehoefte-indicator in kWh/m<sup>2</sup> (BENG-1).  
De primaire fossiele energie-indicator in kWh/m<sup>2</sup> (BENG-2).  
Het aandeel hernieuwbare energie in % (BENG-3).
  - Kader: BENG eisen, specifiek voor nieuwbouw en grootschalige renovatie [4]
- Kosten eindverbruiker
  - Kader: Tarievenbesluit warmteleveranciers [5]

Opmerking: KPI's zoals LCOE, TCO, CAPEX en OPEX worden over een vooraf bepaalde tijdsperiode geëvalueerd (bijvoorbeeld de levensduur van het warmtesysteem, of de simulatieperiode).

## 3 Casus beschrijving warmtesystemen

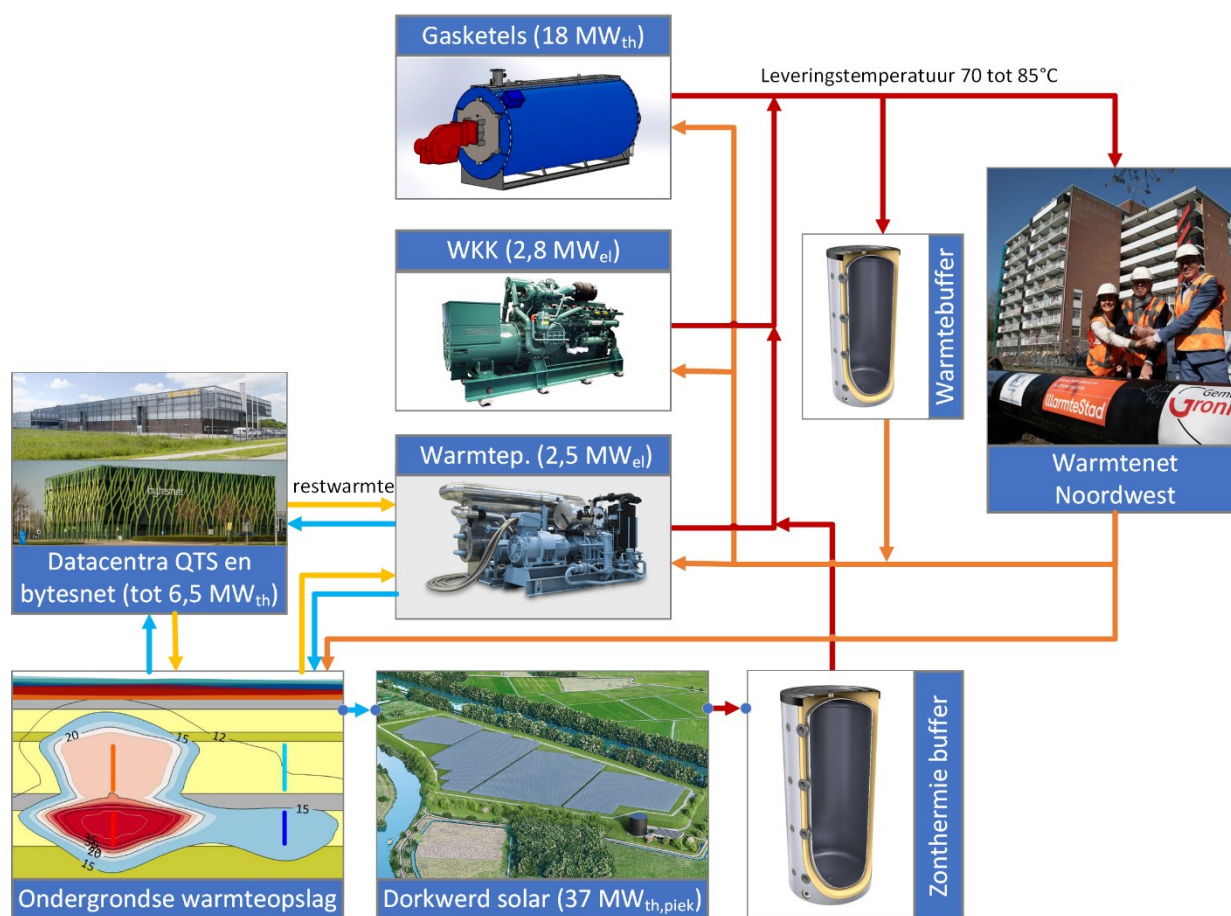
### 3.1 Casus WarmteStad

#### 3.1.1 WarmteStad Groningen: warmtecentrale Zernike en warmtenet Noordwest

In Groningen is het warmtebedrijf WarmteStad actief om een gedeelte van de stad te voorzien van zo duurzaam mogelijke warmte. Het warmtenet Noordwest is een van de warmtenetten in het beheer van WarmteStad. Voor dit warmtenet wordt een innovatieve combinatie van bronnen gebruikt vanuit een Warmtecentrale die in november 2022 is geopend. Op moment van opening werd de warmte geleverd aan ongeveer 3.000 woningequivalenten. WarmteStad heeft bestaande plannen en financiering om de warmtecentrale en het warmtenet verder uit te breiden in de jaren tot en met 2026. Na uitbreiding zal het aantal afnemers toenemen tot ongeveer 10.000 woningequivalenten, met een groeiende fractie aan duurzame bronnen.

In dit project concentreren we ons op het ontwerp van de warmtecentrale voor 2026. WarmteStad levert dan warmte vanuit de warmtecentrale op midden of hoge temperatuur (leveringstemperatuur tussen de 70 en 90°C). Dit is geschikt voor levering van zowel verwarming als warm tapwater aan oudere woningen met een relatief lage isolatiewaarde. Een schematisch overzicht van de onderdelen en de warmtestromen in de warmtecentrale is weergegeven in Figuur 4. De samenstelling van de warmtecentrale wordt in 2026 als volgt:

- Het warmtenet weerspiegelt een geaggregeerde vraag van 10.000 woning equivalenten. Gebaseerd op eerdere meetjaren heeft WarmteStad het gebruik (inclusief verliezen in het warmtenet) vastgesteld op 93 GWh<sub>th</sub>, met een piekvraag van 57 MW<sub>th</sub>. Het uurprofiel van de warmtevraag binnen het jaar is bepaald aan de hand van het NEN-5060 standaardjaar, waarin verschillende extreme weersituaties zijn meegenomen.
- Zonthermieveld van 24.000 panelen met een vermogen van 37 MW<sub>th, piek</sub>. Dit zonthermieveld is op moment van aanleg het grootste van Nederland. Door het gebruik van innovatieve vacuümtechnologie kan dit veld warmte leveren op hogere temperatuur dan gebruikelijk, zodat het zonthermieveld direct warmte kan leveren volgens de stooklijn (70 tot 90°C). De totale warmte die het zonneveld levert per jaar ligt typisch tussen de 25 en 30 GWh<sub>th</sub>.
- Warmtebuffertank met een totaal volume van 6.000 m<sup>3</sup> om de warmte die door middel van het zonthermie-veld is opgewekt op te slaan op distributietemperatuur. Met een temperatuurverschil van 20°C levert dit een opslagcapaciteit op van 140 MWh<sub>th</sub>.
- Restwarmte van twee nabijgelegen datacenters, QTS en Bytesnet, geleverd op temperaturen tussen de 40 en 45°C (na overschakeling op koeling met thermische olie). De geleverde restwarmte heeft een vermogen van gemiddeld 6,5 MW<sub>th</sub>.
- Warmtepompen met een totaal vermogen van 2,5 MW<sub>el</sub>. Met een typische COP van 3,7 bedraagt het thermisch vermogen 9,2 MW<sub>th</sub>.
- WKK's met een totaal vermogen van 2,8 MW<sub>el</sub> en 3,6 MW<sub>th</sub>.
- Gasketels met een totaal vermogen van 18 MW<sub>th</sub>.
- Warmtebuffertanks met een totaal volume van 1500 m<sup>3</sup> om de geleverde warmte tijdelijk op te slaan op leveringstemperatuur. Met een temperatuurverschil van 20°C levert dit een opslagcapaciteit op van 35 MWh.
- Ondergrondse warmteopslag voor seizoenoverbrugging met open bodemenergiesysteem (OBES). Het ontwerp bestaat uit twee doubletten die boven elkaar liggen. Een zogeheten midden-temperatuur OBES (MTO) ligt onder een OBES met standaard opslag temperaturen. Zo wordt het verlies van de MTO effectief kleiner omdat het gedeeltelijk van de opstijgende warmte ten goede komt van de hoger-liggende OBES.



Figuur 4. Schematisch overzicht van de componenten en de warmtestromen in de warmtecentrale van WarmteStad op de Zernike campus in Groningen. Deze opzet voor de warmtecentrale is gepland om in 2026 volledig werkzaam te zijn om warmte te leveren aan 10.000 gebruikers.

Wanneer het zonthermieveld meer warmte levert dan dat er geconsumeerd wordt, dan zal het overschot aan warmte in de MTO worden opgeslagen. Warmte uit de retourstroom van het warmtenet (typisch een temperatuurniveau van 50 of 60°C) wordt daartoe direct opgeslagen in de MTO, zodat er vervolgens een koelere stroom (bijvoorbeeld 30°C) bij het zonneveld aankomt. Daardoor kan er meer energie geleverd worden door het zonthermieveld. In de MTO (of in de hoger-liggende OBES) kan tevens warmte uit de datacentra opgeslagen worden wanneer deze warmte onvoldoende gebruikt wordt door de warmtepompen. Vanuit de MTO kan er in de winter vervolgens warmte geleverd worden aan de warmtepompen.

Voor de aansturing van de warmtecentrale maakt WarmteStad gebruik van een voorspellende, regelgebaseerde sturing. Het doel van de sturing is om de geavanceerde warmteproductie-eenheden (warmtepomp en WKK) zo constant mogelijk te laten draaien. Veelvuldig op- en afschakelen van deze assets is immers niet goed voor de levensduur. Bovenop deze regeling zijn er nog verschillende kleinere regellussen om te voorkomen dat de buffer te vol of te leeg raakt als gevolg een mismatch tussen de voorspelde warmtevraag en de daadwerkelijke warmtevraag.

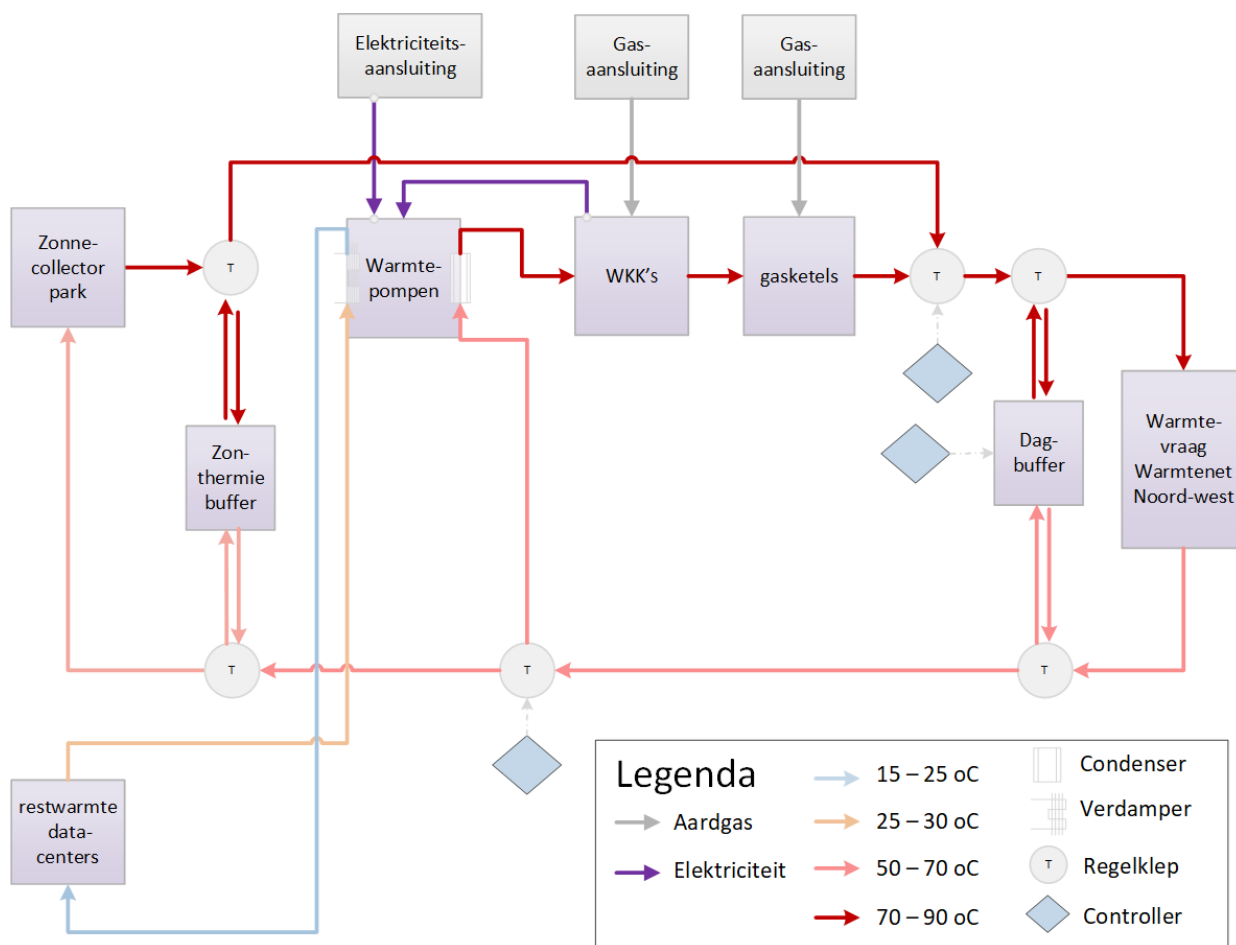
Voor het COHEASY project zijn 3 keuzes gemaakt voor versimpeling ten opzichte van het ontwerp van WarmteStad voor 2026:

- In de modelstudies wordt geen ondergrondse OBES opgenomen. De meervoudige inpassing en de keuze voor een gelaagd systeem is bijzonder complex, de OBES is daarom buiten beschouwing gelaten. In het systeem bestaan vervolgens alsnog twee buffers, de ene groot genoeg om meerdere dagen te overbruggen (de zonnearmtebuffer van 6000 m<sup>3</sup>), de andere groot genoeg om de pieken binnen een dag op te vangen (de dagbuffer van 1500 m<sup>3</sup>). In afwezigheid van de OBES kan zonnearmte die niet meer in

de zonnewarmtebuffer past niet elders worden opgeslagen; een aandeel van de zonnewarmte blijft daarmee onbenut. Door het niet meenemen van seizoensopslag zal de berekening dus een conservatief resultaat opleveren voor wat betreft de te behalen fractie duurzame warmte.

- De drie actieve warmteproductie eenheden, de WKK, warmtepompen en gasketels, worden in serie geschakeld. In de daadwerkelijke warmtecentrale zijn deze eenheden zowel in serie als parallel te gebruiken.
- In de aansturing zorgt de dagbuffer ervoor dat de productie-eenheden het 24-uurs gemiddelde van de warmtevraag volgen. Op die manier variëren de vermogensinstellingen van de warmtepompen en WKK's zo gradueel mogelijk. In de regeling die WarmteStad heeft geïmplementeerd voor de daadwerkelijke warmtecentrale zijn nog aanvullende regulerende elementen toegevoegd, waardoor de warmtebuffer deze rol nog beter kan vervullen. Wij laten deze aanvullende regeling buiten beschouwing. De buffer zal op momenten van extreme warmtevraag of grote zonthermie productie naar verwachting in de modellering sneller overvol of leeg raken, en vervolgens redelijk abrupt reageren. Dit resulteert naar verwachting in kleine afwijkingen, enkel op piekmomenten.
- Voor de evaluatie van de energetische prestaties en business-case van de warmtecentrale gaan we uit van 100% eigenaarschap van alle warmtesystemen van WarmteStad. De gescheiden eigendomssituatie en exploitatie van het zonthermieveld laten we daarmee dus buiten beschouwing.

Met deze aannames kan het systeem van WarmteStad vervolgens worden omschreven zoals is weergegeven in Figuur 5.



Figuur 5. Schematische omschrijving van de warmteproductie en opslag van WarmteStad in de Zernike centrale zoals deze wordt gemodelleerd in het COHEASY project. Hierin zien we de bronnen van energie aan de linker en bovenkant afgebeeld. Opslag en conversie zijn centraal weergegeven en vraag staat rechts. Ondergrondse warmteopslag wordt in ons model van de warmtecentrale buiten beschouwing gelaten.

### 3.1.2 Opzet scenario's voor ontwerpevaluatie WarmteStad

De ontwerpevaluaties die we uitvoeren voor WarmteStad zijn gericht op het uitbreiden van de fractie duurzame warmtebronnen, op weg naar emissieloze warmteproductie. De eerste optie daarvoor is het gebruik van waterstof in plaats van aardgas voor het opwekken van de elektriciteit voor de warmtepompen door middel van brandstofcellen. De tweede opties die we in beschouwing nemen is het vergroten van de capaciteit van het zonthermieveld. Deze twee ontwerpevaluaties werken we hier verder uit.

#### 1. Brandstofcel

WarmteStad heeft in een eerder stadium al onderzoek gedaan naar de mogelijkheden van een WKK op waterstof. In samenwerking met de nabijgelegen Energy Academy Europe zijn de mogelijkheden verkend voor een pilot waarin een WKK op waterstof op experimentele schaal wordt ingepast in de warmtecentrale. Deze pilot heeft vooralsnog niet plaatsgevonden. De interesse in het inpassen van groene waterstof in de opwekking is echter blijven bestaan. Daarom onderzoeken wij in het COHEASY project de inpassing van een brandstofcel op waterstof. De werking van een brandstofcel lijkt op die van een WKK, met als belangrijkste verschil een andere stroom/warmte verhouding, in verhouding levert een brandstofcel namelijk meer elektriciteit, en minder draaiende onderdelen zodat de overkoepelende efficiëntie van de brandstofcel gemiddeld genomen iets hoger is.

#### 2. Zonthermie uitbreiden

Een andere optie voor de verduurzaming is uitbreiding van de zonthermie (in het huidige ontwerp 24.000 panelen) en de bijbehorende zonnearmtebuffer (huidig ontwerp: 6000 m<sup>3</sup>) om daarmee een grote percentage van de warmtevraag in te vullen. Om hier een goed beeld van te krijgen wordt het formaat van het zonthermieveld gevarieerd van 0 panelen tot 32.000 panelen in stappen van 8.000 panelen en wordt het volume van de zonnearmtebuffer evenredig groter of kleiner.

Voor deze varianten zijn de prestaties van de warmtecentrale geëvalueerd met behulp van de KPI's en PI's die in hoofdstuk twee werden omschreven. Op die manier wordt gekwantificeerd wat de gewijzigde opzet van de warmtecentrale doet met de efficiency en kosten van het totale warmtesysteem.

Voor de berekeningen zijn kentallen nodig voor emissies en kosten. In de onderstaande tabellen zijn zowel de emissiefactoren (CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub>) als de kostenkengetallen opgenomen, die in overleg met WarmteStad zijn vastgesteld. Aangezien WarmteStad zoveel mogelijk energie koopt op de lange termijn markten met constante prijzen, hebben wij in deze simulaties tevens gekozen voor vaste prijzen voor de inkoop van groene waterstof. Aangezien de WKK's of brandstofcellen alle stroom opwekken t.b.v. de warmtepompen in onze modelberekeningen is de elektriciteitsprijs hier niet opgenomen.

De kosten van assets ten behoeve van transport en distributie zijn voor alle scenario's hetzelfde, dit omvat hoofdzakelijk de investering in het warmtenet zelf. In deze COHEASY studie laten we laten we de kosten voor transport en distributie buiten beschouwing. In deze studie zijn eventuele subsidies eveneens buiten beschouwing gelaten.

Tabel 1. Aannames voor verschillende kosten en emissiefactoren, vastgesteld voor het berekenen van de verschillende KPI's en PI's.

Inputparameter voor berekeningen WarmteStad	Waarde	eenheid
Emissiefactor CO <sub>2</sub> aardgas	0.235	ton/MWh
Emissiefactor CO <sub>2</sub> groene waterstof	0.073	ton/MWh
Emissiefactor NO <sub>x</sub> aardgas in keteltoepassingen	0.32	Kg/MWh
Emissiefactor NO <sub>x</sub> aardgas in WKK toepassingen	0.44	Kg/MWh
Emissiefactor NO <sub>x</sub> waterstof productie o.b.v. groene stroom	0.1	Kg/MWh



Weighted average cost of capital (Wacc)	6%	
Emissiekosten	55	Euro/ton CO <sub>2</sub>
Aardgasprijs	56	Euro/MWh
Groene waterstofprijs [6]	152	Euro/MWh (LHV)

Tabel 2. Aannames voor wat betreft investeringen, operationele kosten en levensduur voor de installaties van WarmteStad.

	CAPEX	OM%	Levensduur
Warmtepomp [7]	717 €/kW-e	2%	20 jaar
WKK [7]	985 €/kW-e	1%	16 jaar
Gasketel [7]	204 €/kW-th	3%	30 jaar
Warmtebuffer	173 €/m <sup>3</sup>	0.04%	40 jaar
Zonthermieveld	420 €/kW-piek	1.4%	20 jaar
Brandstofcel [8]	582 €/kw-el	2%	15 jaar

## 3.2 Casus De Binckhorst

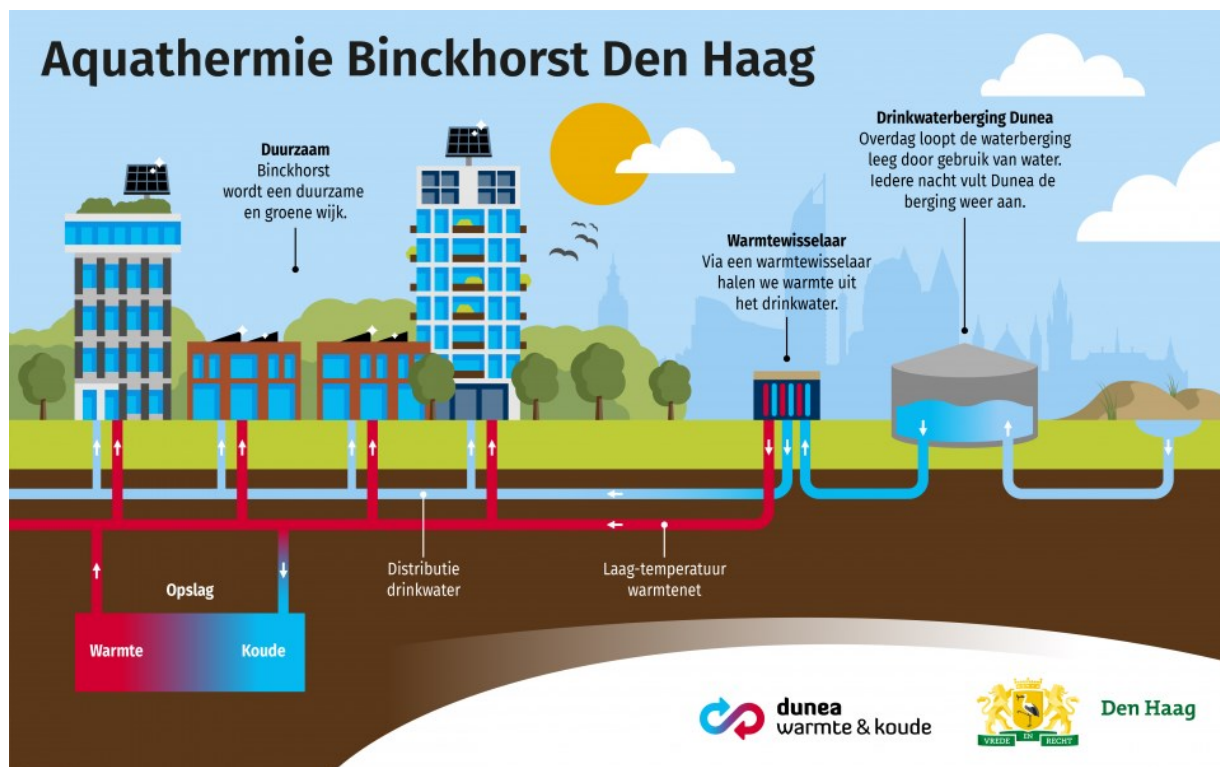
### 3.2.1 Dunea Warmte en Koude: warmtelevering De Binckhorst

De Binckhorst is een oud industriegebied tegen het centrum van Den Haag aan wat (gedeeltelijk) wordt herontwikkeld voor woningbouw. Uiteindelijk gaat het om 5.000-10.000 woningen en ca. 10% commerciële voorzieningen [9]. Het warmtesysteem is nog in ontwerpfase, er worden meerdere warmteconcepten overwogen. Voor het COHEASY-onderzoek is een concept van Dunea met een bronnet, OBES en aquathermie als casus benut.

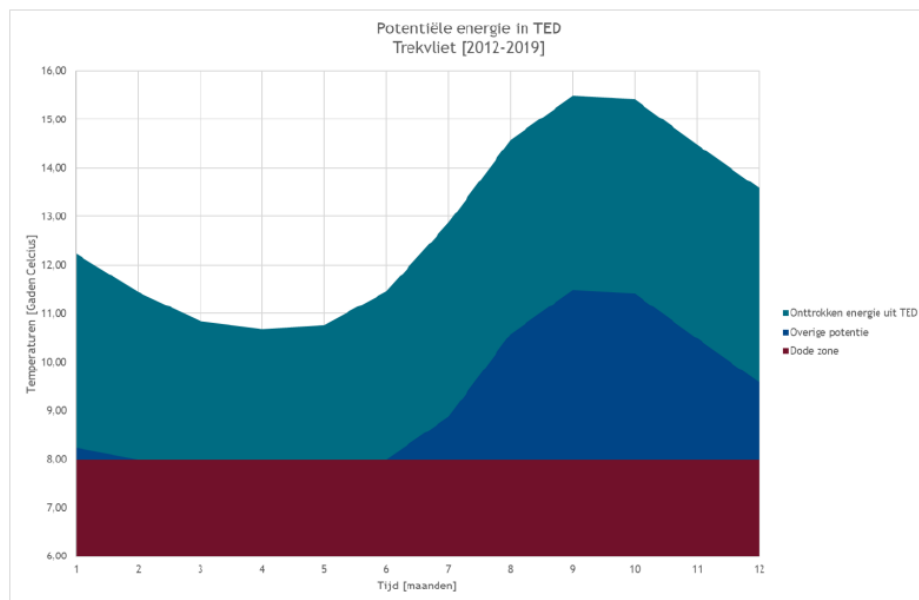
Voor een deel van het gebied wordt een bronnet in combinatie met een OBES systeem gezien als haalbare optie voor de warmtelevering. De warmte uit het bronnet wordt dan in de woningen/gebouwen zelf verder opgewaardeerd. De aantallen woningen en bijbehorende warmte- en koudevraag voor deze casus staan in Tabel 3 en beslaan een deel van het plangebied (de Trekvlizzone). Omdat de verwachte warmtevraag hoger is dan de koudevraag, is regeneratie van het OBES systeem nodig. De warmte voor regeneratie kan worden onttrokken uit de reinwaterkelder van Dunea vlakbij het plangebied op 8-15°C en opgewaardeerd tot 15-25°C met een centrale warmtepomp (zie Figuur 6). Het is dus een combinatie van OBES, bronnet en TED (thermische energie uit drinkwater) voor regeneratie.

Dit systeem van regeneratie maakt de casus aantrekkelijk voor het COHEASY project. Er is sprake van seizoensopslag van warmte waarbij ook een warmtepomp betrokken is. De warmtepomp speelt voornamelijk in de zomer een belangrijke rol. Er zit een beperking op de tijdsperiode van warmteonttrekking; dit gebeurt alleen tijdens het vullen en eventueel legen van de reinwaterkelder volgens een redelijk vast dagelijks patroon. De warmtewisselaar is namelijk voorzien op de leiding die in en uit de waterberging komt. De maximale  $\Delta T$  voor warmteonttrekking uit de waterberging speelt daarbij een belangrijke rol (zie Figuur 7). Binnen het COHEASY project worden de mogelijke kansen die er liggen om de warmtepomp flexibeler aan te sturen nader onderzocht.

Het TED-concept kan overigens niet alleen worden toegepast bij een drinkwaterberging. De warmteuitwisseling vindt plaats via de leidingen, dus transportleidingen zijn geschikt en soms ook distributieleidingen [10]. TED systemen kunnen warmte leveren, maar ook koude, een voorbeeld is de levering van koude uit een transportleiding van Waternet aan de bloedbank van Sanquin. Het TED systeem zoals in COHEASY uitgewerkt kan daarmee ook inzichten bieden voor andere TED systemen die warmte leveren.



Figuur 6 Infographic van de casus voor TED in de Binckhorst in Den Haag, de warmtepomp staat hier niet op maar zou bij de warmtewisselaar moeten staan. (Bron: <https://www.dunea-warmte-koude.nl/projecten/binckhorst/>)



Figuur 7 Potentiële energie te onttrekken uit de TED installatie bij de reinwaterkelder (bron: Dunea Warmte & Koude)

Tabel 3 Overzicht warmte- en koudevraag casus Binkhorst, aannames zijn afgestemd op eerdere analyses IF Technology voor het gebied.

	Aantal/vierkante meters	Warmtevraag kWh per m <sup>2</sup>	Koudevraag kWh per m <sup>2</sup>	Totale warmtevraag (MWh/jaar)	Totale koudevraag (MWh/jaar)	Onbalans (MWh/jaar)
Woningen <sup>a</sup>	3.000 (70 m <sup>2</sup> gemiddeld)	61	9	12.810	1.890	10.920

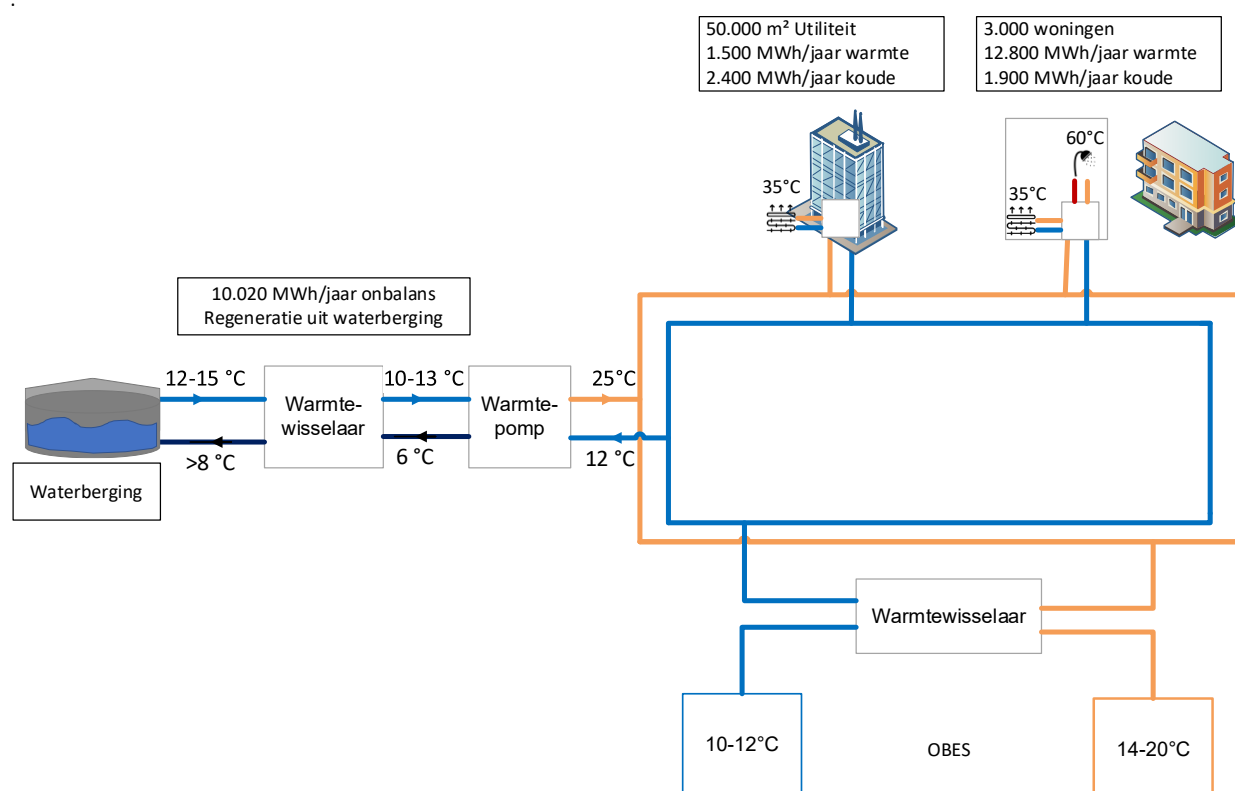
Bedrijven <sup>b</sup>	30.000	30	48	900	1.440	-540
Overig	20.000	30	48	600	960	-360
Totaal				14.310	4.290	10.020

<sup>a</sup> Voor de woningen is de warmtevraag gebaseerd op eerdere analyses van IF Technology, met de huidige BENG-eisen zou dit uiteindelijk lager kunnen uitvallen

<sup>b</sup> Voor de zakelijke vierkante meters is uitgegaan van een van 50 W/m<sup>2</sup> met 600 vollasturen voor verwarming, en 60 W/m<sup>2</sup> met 800 vollasturen voor koeling, gebaseerd op eerdere analyses van IF Technology.

### 3.2.2 Opzet scenario's voor ontwerpevaluatie Binckhorst

Het basisscenario voor de Binckhorst is weergegeven in Figuur 8, inclusief warmtevraag en benodigde regeneratie vanuit de TED installatie (waterberging) van Dunea. Voor de utiliteit is de aanname gedaan dat de warmtevraag alleen bestaat uit water van 35°C voor verwarming, omdat de hoeveelheid tapwater in deze gebouwen verwaarloosbaar is. Voor de woningen wordt wel een onderscheid gemaakt, waarbij een tapwatervraag van 6 GJ (1.667 kWh/jaar) per huishouden is aangehouden op basis van CBS gegevens voor meergezinswoningen in de nieuwste categorieën (na 2011) [11] (tabel B.4). Het gebied binnen de Binckhorst waar Dunea Warmte & Koude warmte aan zou kunnen leveren bestaat uit één strook gebouwen. Voor het ontwerp van het warmtenet gaan we daarom uit van 2 km aan warmtenet met 20 aftakkingen naar verschillende gebouwen van 50 m. De warmtepomp is in eerdere berekeningen van IF Technology [12] geschat op een thermisch vermogen van 5,68 MW<sub>th</sub>, ca 750 kW<sub>el</sub>. In de gebouwen wordt de warmte verder opgewaarderd naar de juiste temperatuur voor ruimteverwarming en/of tapwater, dit kan met een collectief systeem, en voor tapwater eventueel met een boosterwarmtepomp voor tapwater in de appartementen.

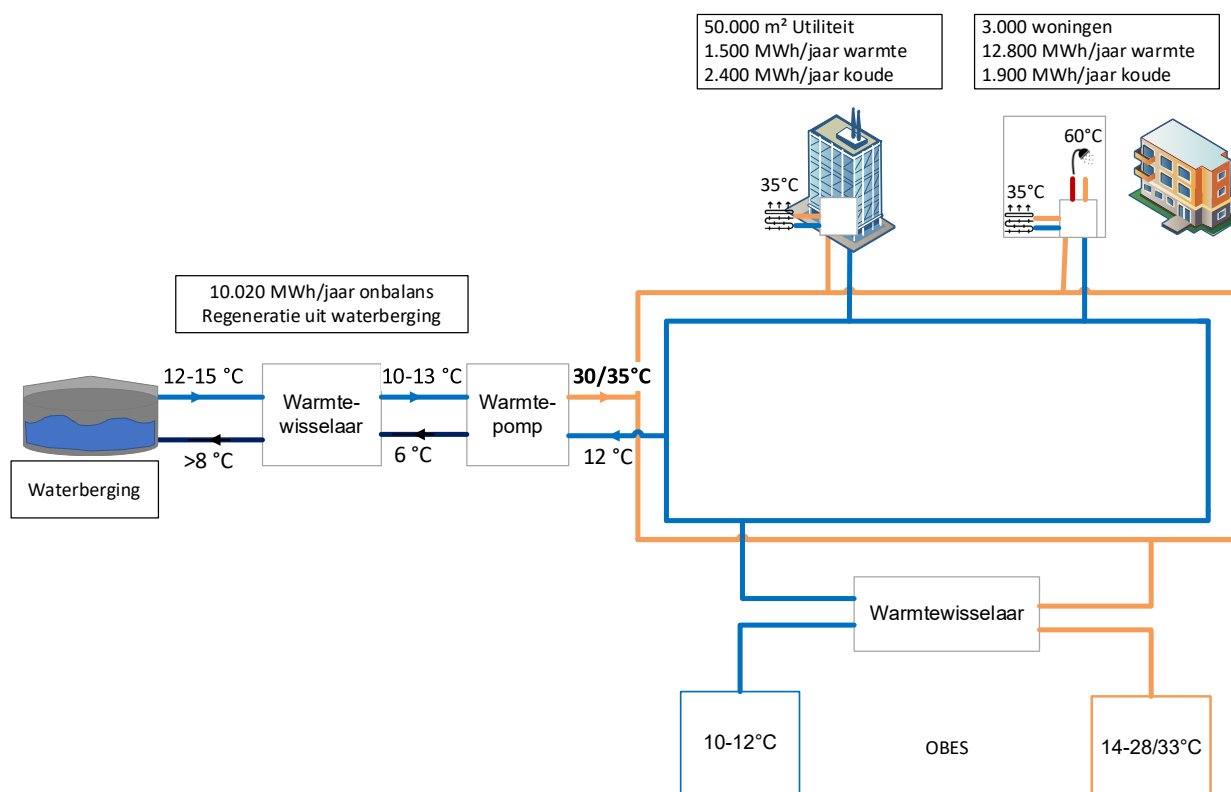


Figuur 8 Schematische weergave van het basisscenario voor de Binckhorst met OBES en regeneratie vanuit de TED installatie (waterberging)

Met dit basisscenario zijn 2 ontwerpevaluaties gedaan in samenspraak met Dunea Warmte & Koude en de klankbordgroep.

1. OBES op hogere temperatuur

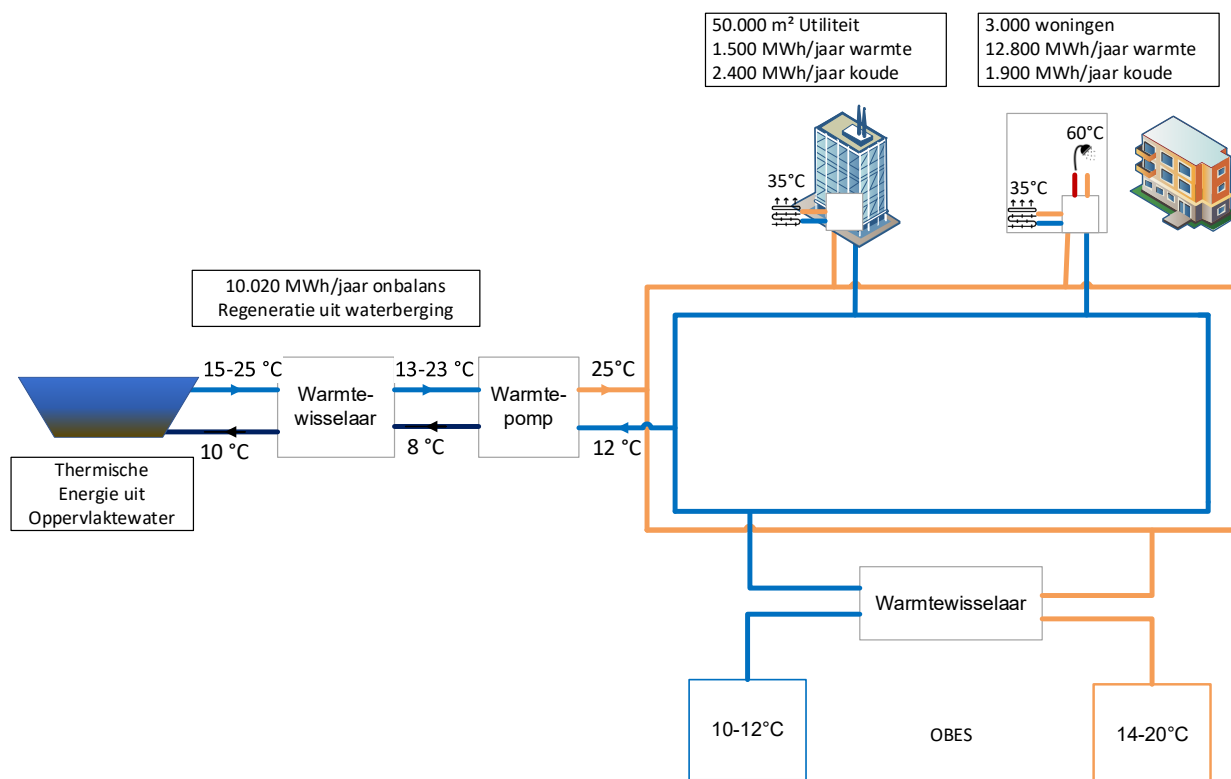
Uit eerder onderzoek bleek dat met inzet van een warmtepomp en warmtelevering vanuit de TED installatie aan het OBES systeem op 25°C leidt tot aanzienlijke besparingen voor de huishoudens (380 kWh minder stroom gebruik per jaar per huishouden, wat wordt veroorzaakt door een hogere COP) voor bewoners ten opzichte van directe levering uit TED (13 °C) [12]. In COHEASY gaan we nog een stapje verder door te onderzoeken wat er gebeurt als deze temperatuur verder wordt verhoogd, naar 30 en 35 graden. Wat levert dit energetisch gezien op voor het systeem als geheel? Wegen de lagere COP van de industriële warmtepomp en verliezen in het OBES systeem op tegen de verdere besparing op energiekosten in de huishoudens? Heeft dit kostentechnisch gezien ook nut? Deze vragen zullen we verder proberen te beantwoorden. Door het hele systeem per uur te modelleren kan de interactie tussen de TED installatie, de warmtepomp, de OBES en de gebouwen voor alle relevante bedrijfstoestanden worden geanalyseerd en verbeterd.



Figuur 9 Schematische weergave van de Binckhorst waarbij de warmtepomp op een hogere temperatuur wordt ingesteld.

2. Oppervlaktewater ipv TED als bron

Een andere mogelijke warmtebron voor regeneratie van het OBES systeem is oppervlaktewater. De wijk ligt naast de Trekvlies die Delft met Leiden verbindt en uit dit water zou ook warmte kunnen worden onttrokken. De temperatuur van dit water is in de zomer hoger dan die van de waterberging/TED installatie, terwijl het in de winter juist te koud is om er warmte aan te onttrekken. Aan de andere kant is er geen beperking op de tijd van de dag waarop warmte kan worden onttrokken, zoals bij de TED installatie wel het geval is (alleen bij vullen of legen). Het is daarom van belang om ook inzichtelijk te maken welke energetische en financiële effecten het heeft om TEO als bron in te zetten in plaats van TED. Als in plaats van TED, TEO als bron wordt gebruikt, wat heeft dat van invloed op de energetische en financiële prestaties van het systeem?



Figuur 10 Schematische weergave van de Binckhorst met oppervlaktewater (TEO) als bron voor regeneratie van de OBES.

Voor beide ontwerpevaluaties worden twee varianten doorgerekend. In één variant wordt de elektriciteitsvraag van Dunea als volledig duurzaam aangemerkt, omdat Dunea duurzame elektriciteit inkoop. Echter, in de NTA 8800 in de bepaling van energieprestaties van gebouwen wordt ingekochte duurzame stroom niet meegeteld als duurzame fractie. Daarom wordt in de andere variant gerekend met de CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> uitstoot van het gemiddelde Nederlandse elektriciteitsnet [13] voor de stroominkoop van Dunea voor het bepalen van de duurzame fractie. De stroomprijzen zijn wel gelijk bij beide scenario's. Voor de huishoudens is niet bekend welke stroom zij inkopen, hier wordt dus altijd de gemiddelde uitstoot in het Nederlandse stroomnet aangehouden. Het gevolg van deze keuze is dat als stroomgebruik van de huishoudens verschuift naar Dunea, dit in de eerste variant een lagere milieupact heeft, en in de andere variant geen verschil maakt.

De economische analyse bouwt voort op de eerder gedane analyse door IF Technology [12] maar kijkt ook naar de andere ontwerpevaluaties. Met oog op de verdere uitwerking van het eWarmteFlex principe worden hierbij ook toekomstige elektriciteitsprijzen (tot 2035) meegenomen. Zie Tabel 4 voor een overzicht. Subsidies zijn buiten beschouwing gelaten.

Tabel 4 Economische parameters voor De Binckhorst

Parameter	Waarde
Elektriciteitsprijzen	Data Dunea/APX Toekomstige prijsdata via KYOS (uurlijkse waarden)
WACC	3 % op basis van werkgroep discountvoet 2020 voor MKBA's[14] & overleg klankbordgroep
CO <sub>2</sub> prijs	100 euro/ton CO <sub>2</sub> (Blauwe netten)

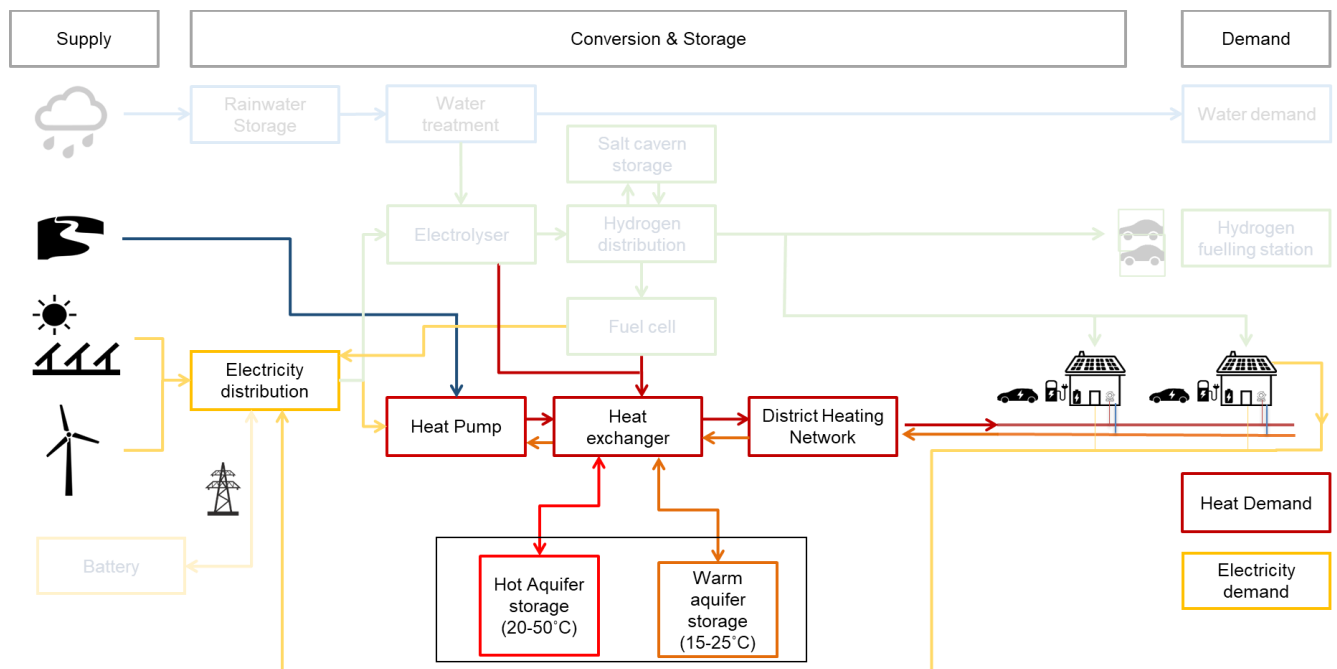
Systemcomponent	CAPEX	OM	Levensduur (in jaren)

Centrale warmtepomp	0.8 Meuro (via IF/Dunea)	1%	20
TED	1.4 Meuro (via IF/Dunea)	1%	20
TEO [15]	250 €/kW	2,5%	20
OBES [16]	100.000 + 2.000 €/m <sup>3</sup> /uur	2,5%	30
Warmtebuffer [17]	200 €/m <sup>3</sup>	0,4%	40
Decentrale warmtepompen [7]	480 €/kW	2%	15

### 3.3 Modelling

De verschillende casussen en scenario's worden doorgekend met het PtHubs model ontwikkeld door KWR, waarmee techno-economische analyses worden gedaan. Op uurniveau worden vraag en aanbod van energie aan elkaar gekoppeld, en daarnaast worden economische berekeningen uitgevoerd. Verschillende vormen van opslag kunnen worden gebruikt om het systeem in balans te brengen, zoals batterijen, warmteopslag of waterstoftanks. De warmteopslag wordt gemodelleerd door koppeling van het uurlijkse model met een numeriek hydro-thermisch model van de ondergrond, met een axi-symmetrische opzet, met tijdstappen op dagbasis [18]. Er zijn dus verschillende energiedragers (elektriciteit, warmte, gassen) mogelijk in het model en ook water kan worden meegenomen. In het COHEASY project is gerekend met elektriciteit, warmte, aardgas en waterstof en is voor elke casus een representatieve modelversie gemaakt.

Meer informatie over de opbouw en functionaliteit van het PtHubs model is te vinden in verschillende rapporten en publicaties [19]–[21]. De versie van het PtHubs model zoals toegepast voor dit rapport omvat scenario analyses (ontwerpevaluaties) op basis van door de gebruiker ingestelde parameters, en geen optimalisatie.



Figuur 11 Overzicht PtHubs model met alle onderdelen, waarbij de gebruikte onderdelen in COHEASY zijn uitgelicht

## 4 Resultaten ontwerpevaluaties

### 4.1 WarmteStad

Voor de warmtecentrale van Warmtestad zijn voor twee scenario's ontwerpevaluaties uitgevoerd ten opzichte van het basis ontwerp van 2026. Het basisontwerp en de scenario's zijn beschreven in het voorgaande hoofdstuk. We maken daarbij gebruik van modelberekeningen, zoals beschreven in hoofdstuk 3.

De resultaten worden beschreven in een paragraaf over energie en duurzaamheid, gevolgd door een paragraaf over de businesscase. Binnen deze paragrafen omschrijven we steeds eerst de resultaten van de doorrekening voor het basisontwerp van de warmtecentrale, oftewel de *base case*. Vervolgens gaan we in op de resultaten van de twee scenario's, met verschillende aantallen zonnepanelen, volumes van de zonnewarmtebuffer en met brandstofcellen in plaats van WKK's.

#### 4.1.1 Energie & Duurzaamheid

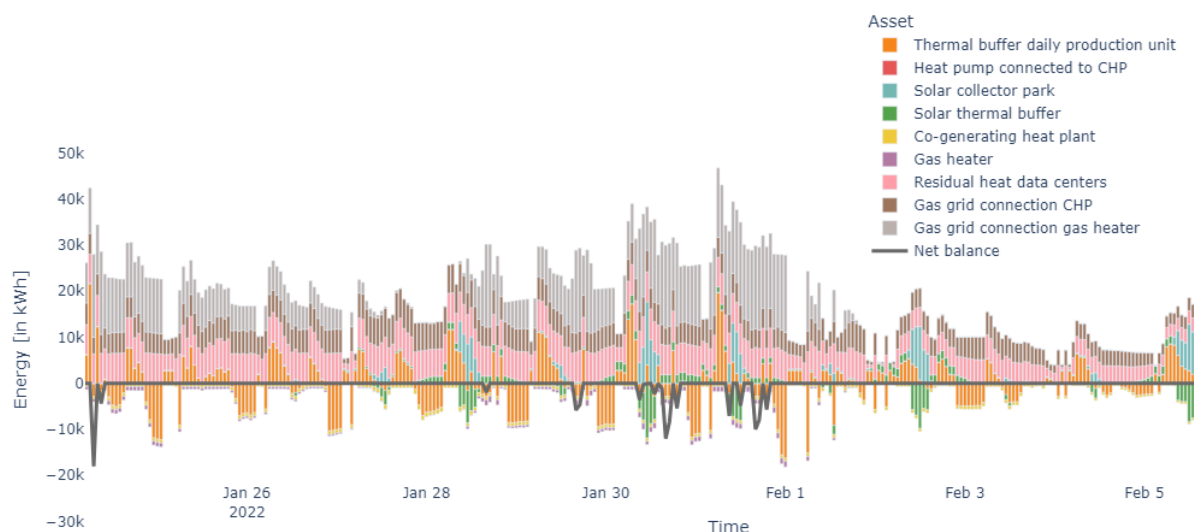
##### *Berekeningsresultaten basis ontwerp*

Het basis ontwerp van 2026 omvat 24.000 zonthermische panelen, een zonnewarmtebuffer van 6.000 m<sup>3</sup> en met een WKK's voor de stroomvoorziening voor de warmtepompen, met een prognose van de totale warmtevraag van 93 GWh. Uit de modellering resulteert de inzet van assets op uurbasis met bijbehorende energiebalans op uurbasis.

De berekende energiebalans van het basiswarmtesysteem voor enkele winterdagen is weergegeven in Figuur 12. In de energiebalans staat de import van energie (gasaansluiting, zonthermie, restwarmte) als positief, warmtelevering of energieverlies als negatief. De energievraag door het warmtenet is niet opgenomen in deze grafiek, ten behoeve van de leesbaarheid. Een buffer kan positief of negatief in de energiebalans tellen.

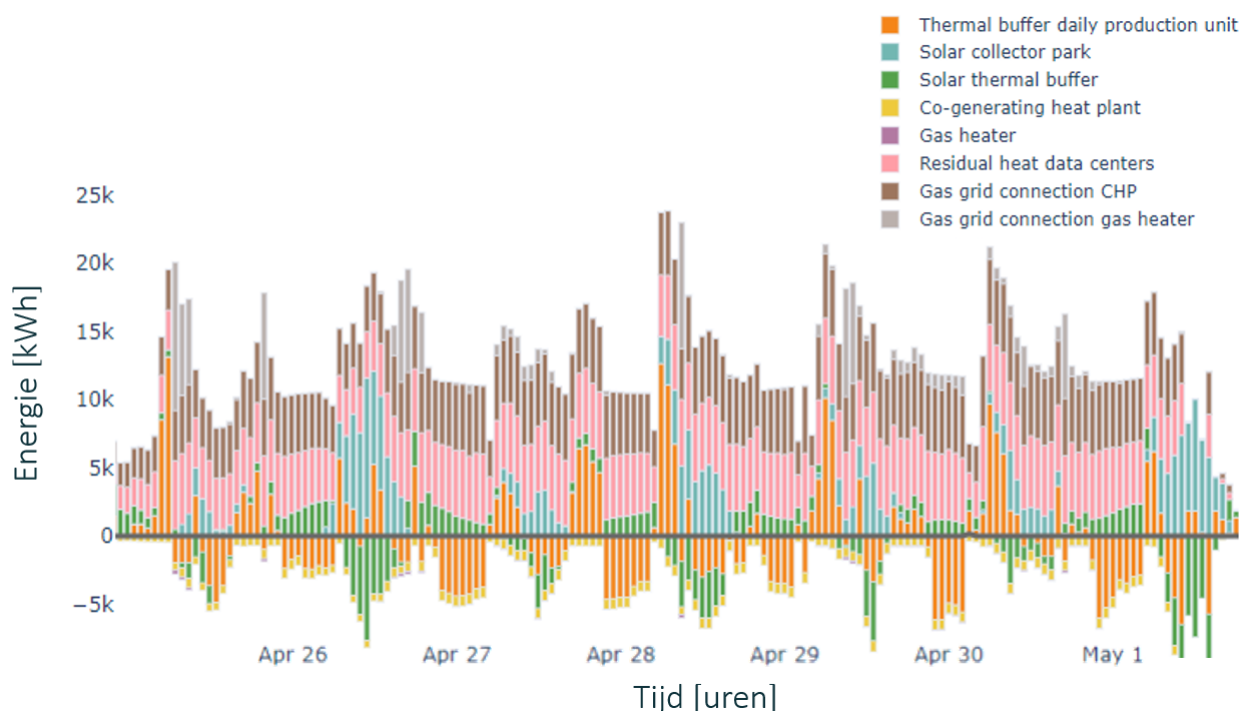
De dagbuffer (oranje) wordt actief ingezet om ervoor te zorgen dat de WKK's (gasaansluiting t.b.v. WKK's in bruin, verliezen door de WKK in geel) en de restwarmte (roze) met een langzaam variërend vermogen kunnen worden ingezet. Daarnaast zien we dat de gasketels in de winter ook worden ingezet om de hoge warmtevraag te dekken. De bijdrage van zonthermie (lichtblauw voor de productie en groen voor opslag) is in de winter beperkt.

Het totaal opgesteld vermogen van de assets zonder zonthermie of buffering is circa 30 MW. Bij aanhoudende warmtevraag groter dan 30 MW, en beperkte beschikbaarheid van zonthermie, raakt de dagbuffer leeg en kan volgens de modelberekeningen niet voldaan worden aan de warmtevraag. In de winter komt dit enkele malen voor, te zien in Figuur 12 als de momenten dat de totale energiebalans (grijze lijn) negatief wordt. In de uren voorafgaand aan onbalans zien we dat de dagbuffer in samenwerking met de andere assets de hoge energievraag levert. De dagbuffer raakt echter leeg waardoor het systeem de warmtevraag in de eerstvolgende tijdstap van de modelberekening niet meer kan dekken. Dit toont de noodzaak van een meer voorspellende regeling voor de warmtebuffer aan, zo nodig aangevuld met seizoensopslag, die in praktijk door WarmteStad zijn voorzien.



Figuur 12. Typisch resultaat voor de energiebalans van de warmtecentrale van WarmteStad voor de winter.

Een typisch resultaat voor de lente is weergegeven in Figuur 13. In de lente zien we dat de warmtecentrale warmte levert door bijna continue inzet van de restwarmte, WKK’s en warmtepompen en de warmtebuffer. Daarbij hoeven de gasketels enkel sporadisch bij te springen. De zonthermie speelt een grotere rol dan in de winter. Daarbij zien we dat de regeling die is geïmplementeerd voor 24-uurs gemiddelde levering van zonnewarmte: er ontstaan geen overschotten op momenten dat de opwekking van zonnewarmte groot is.

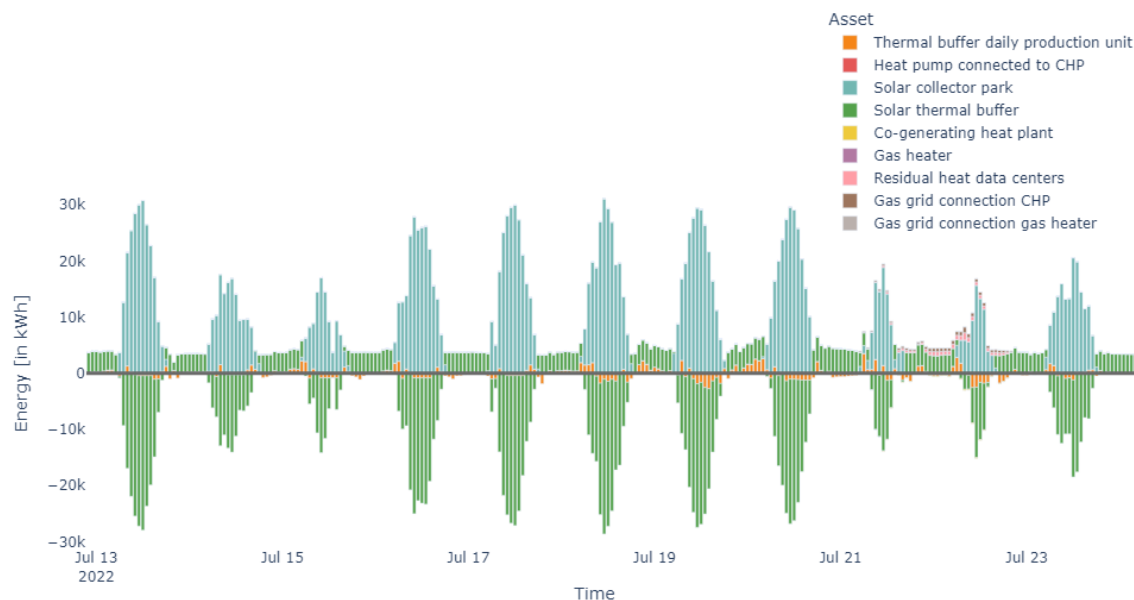


Figuur 13. Typische resultaten van een modelberekening van de warmtecentrale van WarmteStad voor de lente en herfst. Hierin zien we de energiebalans van het systeem, bestaand uit energieproductie door de aansluitingen en ofwel energielevering ofwel energieopname door de buffers. Ook de verliezen in de WKK’s en gasketels zijn zichtbaar.

In de zomer, zichtbaar in Figuur 14, zien we dat de balans tussen vraag en aanbod nog steeds gehandhaafd wordt. De warmtecentrale levert nu hoofdzakelijk zonnewarmte. Slechts op enkele momenten is het nodig dat de WKK’s en warmtepompen bijspringen, vooral wanneer de zon het een tweetal dagen op rij laat afweten (21 en 22 juni). Uit analyse blijkt dat op die momenten de zonnewarmtebuffer nog niet leeg is. De aansturing van de



zonnewarmtelevering zorgt er echter voor dat de levering afneemt als de productie afneemt. Hoewel het niet zichtbaar is in de grafiek zien we in de analyse bovendien (zie Tabel 5) dat een deel van de zonnewarmte onbenut blijft. Deze past immers niet meer in de zonnewarmtebuffer.



Figuur 14. Typisch resultaat voor de energiebalans van de warmtecentrale van WarmteStad voor de zomer.

### Vergelijking met berekeningsresultaten van scenario's

Om de verschillende scenario resultaten met elkaar te vergelijken, hebben we op basis van de berekende energie-uurwaarden de KPI's en een selectie van PI's vastgesteld. De resultaten voor de casussen met verschillende aantallen zonthermische panelen zijn weergegeven in Tabel 5. De warmtevraag is voor alle scenario's hetzelfde. De warmtevraag kan op enkele momenten niet worden ingevuld door de warmtecentrale in onze modelberekeningen zoals eerder omschreven voor de base case. Zodoende zien we dat de hoeveelheid geleverde warmte in de modelberekeningen enigszins kleiner is dan de warmtevraag. Tegelijkertijd zien we dat de hoeveelheid energie import (via gasaansluitingen, via de restwarmteleiding en vanuit de zonthermiebuffer) juist weer wat hoger is. De verklaring daarvoor zit in de verliezen van conversie en opslag. De onbenutte zonnewarmte is apart opgenomen in deze analyse, en wordt niet geteld tot de ingenomen energie.

We zien een aantal trends voor toenemende hoeveelheden zonthermische panelen:

- De momenten dat de gevraagde warmte niet kan worden geleverd wordt steeds zeldzamer naarmate er meer zonthermische panelen worden opgenomen in het systeem, simpelweg omdat er meer vermogen beschikbaar is. Dit effect is klein, gezien de onbalans in het systeem vooral in de winter optreedt wanneer er weinig zonnewarmte beschikbaar is.
- De totale hoeveelheid duurzame energie (zon/restwarmte) wordt steeds groter, getuige de stijgende duurzame fractie. Het effect neemt af naarmate er meer zonnewarmte beschikbaar is. De grotere hoeveelheid zonnewarmte gaat steeds meer ten koste van de inzet van restwarmte.
- De warmteverliezen door conversie worden kleiner aangezien er minder aanspraak wordt gemaakt op de actieve assets vanwege de grotere hoeveelheid beschikbare zonnewarmte. Ook hiervoor geldt dat dit effect steeds kleiner wordt naarmate er meer zonnewarmte beschikbaar komt.
- Hoe groter het zonneveld wordt, hoe groter de kans wordt dat er zonnewarmte onbenut blijft. In het base case scenario zien we dat nagenoeg een kwart van de zonnewarmte onbenut blijft. Bij het solarXL scenario zien we zelfs dat bijna een-derde van de zonnewarmte niet nuttig gebruikt wordt in de

modelberekeningen. Toevoeging van de ondergrondse warmteopslag aan de warmtecentrale lijkt daarmee een goede oplossing om de benuttingsgraad van de zonthermische installatie te verhogen.

- De emissies, zowel CO<sub>2</sub> als NO<sub>x</sub>, nemen af met de afnemende vraag voor aardgas. De CO<sub>2</sub> emissies worden berekend op basis van een algehele emissiefactor van aardgas [13]. Voor de NO<sub>x</sub> emissies is een dergelijke emissiefactor minder geschikt, aangezien de aard van de verbranding bepaalt hoeveel NO<sub>x</sub> emissies er zijn. Om die reden gebruiken we voor de NO<sub>x</sub> emissies vanuit de gasketel [22] en de WKK [23] verschillende kengetallen.

Tabel 5. Resultaten van de scenariostudie waarin het piekvermogen van het zonthermische veld en het volume van de bijbehorende buffer worden gevarieerd. De resultaten betreffen de KPI's en PI's op het gebied van energie en duurzaamheid

Scenario naam	'solar 0'	'solar S'	'solar M'	Base case	'solar XL'	
Aantal panelen	0	8.000	16.000	24.000	32.000	
buffervolume	n.v.t.	2.000 m <sup>3</sup>	4.000 m <sup>3</sup>	6.000 m <sup>3</sup>	8.000 m <sup>3</sup>	
Warmtevraag	93.268	93.268	93.268	93.268	93.268	MWh
Geleverde warmte	91.261	91.367	91.455	91.528	91.590	MWh
Energie import totaal	97.297	96.785	96.301	95.966	95.745	MWh
Import aardgas	56.445	49.932	44.725	40.853	38.023	MWh
Import zon	0	11.458	20.996	28.010	33.076	MWh
Import restwarmte	40.852	35.395	30.580	27.104	24.646	MWh
Duurzame fractie	38%	45%	51%	55%	58%	
energieverlies in conversie en buffers	6.037	5.417	4.846	4.439	4.155	MWh
Onbenutte zonnwarmte	-	775	3.473	8.687	15.822	MWh
Percentage onbenutte zonnwarmte	0%	6%	14%	24%	32%	
Emissies CO <sub>2</sub>	146	129	115	105	98	kg/ MWh
Emissies NO <sub>x</sub>	200	177	158	144	134	gr/ MWh

In Tabel 6 zijn de resultaten weergegeven van de ontwerpevaluatie waarin de WKK wordt vervangen voor een brandstofcel. Dit hebben we gemodelleerd zowel in combinatie met 0 zonthermische panelen en met 24.000 zonthermische panelen zoals in de base case. De KPI's en PI's in Tabel 6 laten een aantal trends zien:

- Het gebruik van aardgas wordt met 43% verminderd door de toevoeging van de brandstofcellen in de situatie met zonthermische panelen, en met 25% in de situatie zonder zonthermische panelen, terwijl het gaat om een relatief klein vermogen (2,8 MW<sub>el</sub>). De brandstofcellen worden dan ook bijna volcontinu gebruikt als basislast. Dat maakt de inzet van deze waterstoftoepassing effectief. Dit zien we bovendien terug in de grote impact op de duurzame fractie bij de toevoeging van de brandstofcellen. Het scenario met brandstofcellen en zonthermie heeft een duurzame fractie van 74%, de hoogste die we in deze studie hebben bereikt.
- De energieverliezen in conversie en warmteopslag worden kleiner met toepassing van een brandstofcel. Een brandstofcel maakt immers minder gebruik van draaiende onderdelen, waardoor de algehele efficiëntie enigszins hoger is.
- Met een brandstofcel wordt er meer gebruik gemaakt van restwarmte. De reden is dat een brandstofcel in verhouding meer elektriciteit en minder warmte levert dan een WKK, zodat de warmteproductie meer bij de warmtepompen terecht komt. Dit leidt ertoe dat de inzet van de combinatie van de brandstofcellen en warmtepompen meer warmte opwekt per eenheid gas (vanwege de COP van de warmtepomp).

- De emissies die gepaard gaan met het gebruik van de warmtecentrale worden minder zodra waterstof in een brandstofcel wordt toegepast in plaats van aardgas in een WKK. We zien echter dat de afname niet overeenkomt met de afname in het aardgasverbruik. De reden is dat we voor de productie van groene waterstof de ketenemissies hebben meegenomen.

Tabel 6. Resultaten van de scenariostudie waarin de WKK's voor brandstofcellen wordt vervangen, met en zonder de aanwezigheid van zonthermie. De resultaten betreffen de KPI's en PI's op het gebied van energie en duurzaamheid.

	Scenario naam	's-0, WKK'	Base case	's-0, FC'	's-L, FC'	
	Aantal panelen	0	24.000	0	24.000	
	Buffervolume	n.v.t.	6.000 m <sup>3</sup>	n.v.t.	6.000 m <sup>3</sup>	
	Elektriciteitsopwekking		WKK	Brandstofcel	Brandstofcel	
Warmtevraag		93.268	93.268	93.268	93.268	MWh
Geleverde warmte		91.261	91.528	91.489	91.563	MWh
Energie import totaal		97.297	95.966	97.056	95.689	MWh
Import aardgas		56.445	40.853	30.699	23.355	MWh
Import zon		0	28.010	-	28.010	MWh
Import restwarmte		40.852	27.104	42,684	28,143	MWh
Import waterstof		-	-	23.673	16.181	MWh
Duurzame fractie		38%	55%	66%	74%	
energieverlies in conversie en warmteopslag		6.037	4.439	5.567	4.126	MWh
Onbenutte zonnepwarmte		-	8.687	-	8.687	MWh
Percentage onbenutte zonnepwarmte		0%	24%	0%	24%	
Emissies CO <sub>2</sub>		146	105	98	73	kg/MWh
Emissies NO <sub>x</sub>		200	144	135	101	gr/MWh

#### 4.1.2 Business-case

In Tabel 7 zijn de resultaten te zien van de economische analyse van de base case en de scenario's met variërend piekvermogen van de zonthermie. In de resultaten zien we dat de aanschafprijs van de apparatuur flink toeneemt met de komst van zonthermie. Daarmee nemen ook de kapitaalslasten en de onderhoudskosten toe. De energiekosten en de emissiekosten zakken daarentegen, gezien de kleinere hoeveelheid aardgas die wordt ingekocht en gebruikt. In de LCOE en de TCO zien we dat de stijging in kapitaalslasten en onderhoudskosten de daling in energiekosten en emissiekosten overschaduwde. De totale kosten van de energieproductie (LCOE) nemen toe naarmate er meer zonthermie wordt toegepast. In de eerste stap, van 0 naar 8.000 panelen neemt de prijs voor de energie slechts met 1% toe. Hoe meer zonthermie wordt toegepast hoe groter dit effect echter wordt, met een kostentoeename van 7% wanneer de stap wordt gemaakt van 24.000 naar 32.000 panelen. Het vergrote effect komt hoofdzakelijk omdat er steeds meer beschikbare zonnepwarmte niet kan worden benut (in de huidige systeemmodellering) naarmate het aandeel zonnepwarmte groter wordt.

Het verdient de aandacht dat de gasprijs (56 €/MWh) en de emissiekosten (55 €/ton) die zijn vastgesteld voor deze casus laag zijn in het licht van de gepubliceerde geaggregeerde marktprijzen. Op het EU-ETS handelsplatform voor CO<sub>2</sub> emissies was de CO<sub>2</sub>-prijs op 1 december 2022 vastgesteld op 85 euro/ton. Het CBS heeft voor het jaar 2021 een gasprijs voor de industrie gepubliceerd van 101 euro/MWh. Gebruiken wij deze prijsstellingen om de business-case opnieuw te berekenen dan zien we dat het toevoegen van zonthermische panelen de LCOE juist verlaagt, van 85 euro/MWh voor het solar 0 scenario naar 82 euro/MWh voor de base case.

**Tabel 7. Businesscases voor de varianten uit de scenariostudie waarin het piekvermogen van het zonthermische veld en het volume van de bijbehorende zonnwarmtebuffer worden gevarieerd.**

Scenario naam	's-0'	's-S'	's-M'	Base case	's-XL'	
Aantal panelen	0	8.000	16.000	24.000	32.000	
buffervolume	n.v.t.	2.000 m <sup>3</sup>	4.000 m <sup>3</sup>	6.000 m <sup>3</sup>	8.000 m <sup>3</sup>	
CAPEX warmtecentrale	M€ 8,48	M€ 13,55	M€ 18,61	M€ 23,68	M€ 28,745	Meuro
cost of capital	M€ 0,73	M€ 1,17	M€ 1,62	M€ 2,06	M€ 2,50	Meuro /jaar
gemiddelde kosten onderhoud	M€ 0,17	M€ 0,24	M€ 0,31	M€ 0,37	M€ 0,44	Meuro /jaar
gemiddelde kosten energie	M€ 3,18	M€ 2,81	M€ 2,52	M€ 2,30	M€ 2,14	Meuro /jaar
LCOE exclusief emissiekosten	€ 45	€ 46	€ 49	€ 52	€ 55	euro/ MWh
CO <sub>2</sub> emissiekosten	M€ 0,73	M€ 0,65	M€ 0,58	M€ 0,53	M€ 0,49	Meuro /jaar
LCOE incl. emissiekosten	€ 53	€ 53	€ 55	€ 57	€ 61	euro/ MWh
TCO/jaar incl. emissiekosten	M€ 4,81	M€ 4,87	M€ 5,02	M€ 5,26	M€ 5,57	Meuro /jaar

De business-case voor het scenario met brandstofcellen in plaats van WKK is weergegeven in Tabel 8. Hierin zien we dat impact van de brandstofcel op de CAPEX en de onderhoudskosten relatief klein is, in verhouding tot het kostenniveau van zonthermie. De impact van de brandstofcel is vooral merkbaar in de verhoogde energiekosten, dankzij de relatief hoge groene waterstofprijs (152 euro/MWh op LHV of 5 euro/kg). De LCOE voor de 'fuel cell, solar L' variant is 30% hoger dan de LCOE van de base case. Let op dat dit gaat om een project van de waterstofprijs voor het jaar 2030. Op het moment van schrijven is de marktprijs van groene waterstof grofweg 15 euro/kg.

Voor de scenariostudie van de zonthermie hadden we al benoemd dat de aardgasprijs en emissiekosten relatief laag zijn in deze case-study. Als we dezelfde prijsvariant (CO<sub>2</sub>-emissieprijs 85 euro/ton, aardgasprijs 101 euro/MWh) hanteren om de brandstofcel business-case opnieuw te berekenen dan wordt het prijsverschil weliswaar lager, maar dan is de prijs van de brandstofcel varianten alsnog hoger dan de base case. Daarmee lijkt het toepassen van waterstof voor deze warmtetoepassing, zelfs in de energie-efficiënte combinatie met een warmtepomp zoals dat hier gebruikt is, financieel nog niet interessant.

**Tabel 8. Businesscases voor de varianten van de scenariostudie waarin de WKK's voor brandstofcellen wordt vervangen, met en zonder de aanwezigheid van zonthermie.**

Scenario naam	's-0, WKK'	Base case	's-0, FC'	's-L, FC'	
Aantal panelen	0	24.000	0	24.000	
Buffervolume	n.v.t.	6.000 m <sup>3</sup>	2.000 m <sup>3</sup>	6.000 m <sup>3</sup>	
Elektriciteitsopwekking	WKK	WKK	Brandstofcel	Brandstofcel	
CAPEX	M€ 8,48	M€ 23,68	M€ 10,11	M€ 25,31	Meuro
gemiddelde cost of capital	M€ 0,73	M€ 2,06	M€ 0,90	M€ 2,23	Meuro /jaar
gemiddelde kosten onderhoud	M€ 0,17	M€ 0,37	M€ 0,21	M€ 0,41	Meuro /jaar
gemiddelde kosten energie	M€ 3,18	M€ 2,30	M€ 5,31	M€ 3,77	Meuro /jaar
LCOE exclusief emissiekosten	€ 45	€ 52	€ 70	€ 70	Euro /MWh

CO <sub>2</sub> emissiekosten	M€ 0,73	M€ 0,53	M€ 0,49	M€ 0,37	Meuro /jaar
LCOE incl. emissiekosten	€ 53	€ 57	€ 76	€ 74	Euro /MWh
TCO/jaar incl. emissiekosten	M€ 4,81	M€ 5,26	M€ 6,91	M€ 6,77	Meuro /jaar

#### 4.1.3 Discussie WarmteStad

In de berekeningen zien we dat bij 16.000 panelen of meer, niet alle zonnewarmte kan worden gebruikt. In de praktijk zal de slimme regeling die WarmteStad zal toepassen ervoor zorgen dat de hoeveelheid onbenutte zonnewarmte lager wordt. Bovendien zal de beoogde MTO tevens beschikbaar worden voor aanvullende warmteopslagcapaciteit, zodat er ook méér warmte opgeslagen kan worden. Deze twee veranderingen zullen de business-case positief beïnvloeden. Tegelijkertijd zal de MTO de totale CAPEX en onderhoudskosten verhogen. Om te bepalen hoe deze effecten tegen elkaar opwegen zijn aanvullende berekeningen noodzakelijk.

Verschillende effecten die in de bovenstaande analyse zijn gepresenteerd zijn relatief klein en bijvoorbeeld afhankelijk van de specificaties van de apparatuur of de temperatuur van de geleverde warmte. Het meest treffende voorbeeld is het verschil tussen de prestaties van de WKK en de brandstofcel. Het verschil tussen deze twee apparaten in termen van de algehele efficiëntie en de ratio tussen warmte en elektriciteitslevering is klein. In onze modelberekeningen hebben wij de kenmerken van de WKK gebaseerd op de specificaties van de daadwerkelijke apparaten gebruik door WarmteStad, terwijl wij de specificaties van de brandstofcel baseren op literatuurwaarden [24]. In geval er concreet wordt overwogen om een brandstofcel in te passen adviseren wij om de specificaties daarvan in de modelberekeningen aan te scherpen op basis van de gegevens van de fabrikant.

Voor de emissieberekeningen hebben we emissiefactoren aangenomen voor groene waterstof die zijn gebaseerd op de ketenemissies voor groene stroom [13]. Daarmee gaan we impliciet uit van de huidige groene stroommix die in Nederland wordt toegepast, inclusief de nodige infrastructuur. Lokale productie en direct gebruik van groene stroom en/of groene waterstof zouden deze ketenemissies eventueel verder kunnen verlagen. Daarmee wordt immers een deel van de infrastructuur onnodig. Het kwantificeren van de ketenemissies voor een dergelijke ontwerpkeuze kan met behulp van een zogenaamde levenscyclusanalyse (LCA).

Door de vele mogelijkheden voor warmteopslag en warmteproductie is het systeem van WarmteStad flexibel in te zetten. Vanwege deze keuzevrijheid van warmtebronnen vraagt dit systeem om een uitgebreide aansturing, die beslissingen neemt over de inzet van de verschillende eenheden op basis van bijvoorbeeld kosten en emissies. Tegelijkertijd maakt dit de leveringszekerheid van de warmtelevering door WarmteStad bijzonder hoog. Eventuele uitval van warmteproductiecapaciteit door gepland onderhoud of onverwachts falen kan normaliter opgevangen worden door inzet van de overgebleven productie- en opslageenheden en leidt enkel in de meest extreme gevallen tot ondermaatse levering.

#### 4.1.4 Conclusie WarmteStad

Het toevoegen van zonthermie aan de lijst van warmtebronnen voor de warmtecentrale is veelbelovend. Het aandeel hernieuwbare warmte dat WarmteStad kan leveren door de toevoeging van 24.000 panelen zonnewarmte wordt in onze berekeningen 17% hoger, waarmee de duurzame fractie op 55% uitkomt. Door het toevoegen van zonthermie neemt de kostprijs van warmte in onze berekeningen toe. Hierbij is echter uitgegaan van relatief lage gasprijzen en emissieprijsen. Als WarmteStad in de komende jaren rekening moet houden met hogere gasprijzen en emissieprijsen, dan zal daarmee de business-case voor zonthermie positief uitvallen. Of het ook slim is om het zonthermie-veld verder te vergroten ten opzichte van de huidige plannen is zowel vanwege de beperkingen van de modelberekeningen (de vooralsnog onbekende impact van de ondergrondse warmteopslag) als vanwege de volatiliteit in de onderliggende prijzen voor emissies en energie op dit moment niet te concluderen.

Het vervangen van de WKK's voor brandstofcellen lijkt in de jaren tot 2030 geen voor de hand liggende oplossing. Hoewel de brandstofcellen een grote en positieve bijdrage leveren aan het aandeel hernieuwbare energie dat kan worden geleverd door WarmteStad (een verdere toename van de duurzame fractie tot 74%), laten onze modelberekeningen zien dat de relatief hoge prijs van groene waterstof geen interessante business-case oplevert. Dit beeld wordt nog verder versterkt door het feit dat groene waterstof in de aankomende jaren nog niet volop beschikbaar is en dat deze schaarste de prijs verder verhoogt.

## 4.2 De Binckhorst

Voor de Binckhorst zijn twee ontwerpevaluaties uitgevoerd, waarbij als systeemgrens de warmtelevering tot in de woning is genomen. De resultaten gaan dus over geleverde warmte (ruimteverwarming en tapwater) inclusief elektriciteitsgebruik van de warmtepomp in de woningen/gebouwen. Op die manier wordt de werking van het totale warmteleveringssysteem als geheel beoordeeld vanuit een maatschappelijk perspectief. Als eerste ontwerpevaluatie is gekeken welk effect een verhoging van de warmtepomptemperatuur heeft op de resultaten. Ten tweede is een vergelijking gemaakt tussen een TED en een TEO systeem om te zien of het hier meer opportuun zou zijn vanuit TEO of vanuit TED te leveren.

### 4.2.1 Energie & Duurzaamheid

De resultaten bij de verschillende scenario's met wisselende warmtepomptemperaturen en met een TEO systeem zijn weergegeven in tabel Tabel 9 en Tabel 10. De KPI's en PI's zoals bepaald in een eerdere fase van het COHEASY project en afgestemd met de klankbordgroep zijn weergegeven.

Uit Tabel 9 (de KPI's) blijkt dat een hogere warmtepomptemperatuur leidt tot lagere CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> emissies als de centrale warmtepomp op 100% duurzame elektriciteit draait. Hoe hoger de warmtepomptemperatuur, hoe meer elektriciteit de centrale warmtepomp gebruikt, en hoe minder stroom de woningen/gebouwen gebruiken. Als de centrale warmtepomp op netstroom draait ligt het anders en wordt vooral het laagste stroomgebruik bepalend. Het totale stroomgebruik tussen de scenario's varieert wel, maar is met de onzekerheidsmarges die nog gelden niet significant tussen de verschillende temperatuurscenario's.

Bij vergelijking van TED versus TEO valt op dat als de exploitant volledig duurzame elektriciteit gebruikt, de emissies bij een TED systeem met dezelfde warmtepomptemperatuur lager zijn dan voor een TEO systeem. Dat komt omdat in de TEO-scenario's de decentrale warmtepompen in de gebouwen/woningen ca 200 MWh/jaar meer elektriciteitsvraag hebben dan de TED-systemen (bij gelijke warmtepomptemperatuur). Dit komt doordat de TEO scenario's alleen in de zomer de centrale warmtepomp gebruiken voor regeneratie van de OBES, en in de winter dus alleen uit de OBES leveren. Zie ook Figuur 15. In het TED scenario daarentegen wordt ook in de winter (als er meer warmtevraag is) direct warmte geproduceerd door de centrale warmtepomp op een hogere temperatuur dan de OBES temperatuur. Dat leidt tot een hogere COP van de decentrale warmtepompen in de gebouwen en een lagere stroomvraag. Als de exploitant netstroom gebruikt, dan zou het TEO systeem op 25°C de laagste emissies hebben, omdat hier het elektriciteitsgebruik het laagste is omdat er in de zomer direct warmte kan worden geladen in de OBES zonder tussenkomst van de warmtepomp.

Tabel 10 laat ook zien dat in de TED scenario's ca 40% minder warmte wordt opgeslagen in de OBES. Wel wordt er veel gebruik gemaakt van een dagbuffer, zoals ook terug te zien in Tabel 11. Dit is ook op een visuele manier weergegeven in een Sankey diagram in Figuur 16. Het TED-systeem heeft deze dagbuffer ook hard nodig, omdat het TED-systeem alleen draait tijdens het vullen van de waterberging, en in sommige maanden ook tijdens het legen. In die tijdsperiodes wordt de buffer gevuld en vervolgens kan er vanuit de buffer het grootste deel van de dag warmte worden geleverd.

Tabel 9 Berekende KPI's voor diverse scenario's van De Binckhorst, voor de variant dat elektriciteit voor de centrale warmtepomp 100% duurzaam is, en voor de variant met elektriciteit voor de centrale warmtepomp op basis van de Nederlandse elektriciteitsmix [13].

KPI's duurzaamheid & Energie	HP-25 TED	HP-30 TED	HP-35 TED	HP-25 TEO	HP-30 TEO	HP-35 TEO	
Exploitant warmtepomp geen CO <sub>2</sub> emissies (100% duurzaam)							
CO <sub>2</sub> emissies	88,8	82,8	77,8	92,3	88,6	84,6	kg/MWh
NO <sub>x</sub> emissies	43,6	40,1	37,1	46,1	43,1	40,6	g/MWh
Exploitant warmtepomp wel CO <sub>2</sub> emissies (netstroom)							
CO <sub>2</sub> emissies	115,6	113,6	113,6	111,1	119,8	120,7	kg/MWh
NO <sub>x</sub> emissies	60,4	59,3	59,3	58,0	62,6	63,0	g/MWh
% duurzame warmte (%)	73%	73%	73%	74%	72%	72%	
% duurzame warmte – Dunea 100% groen (%)	79%	80%	82%	78%	79%	80%	

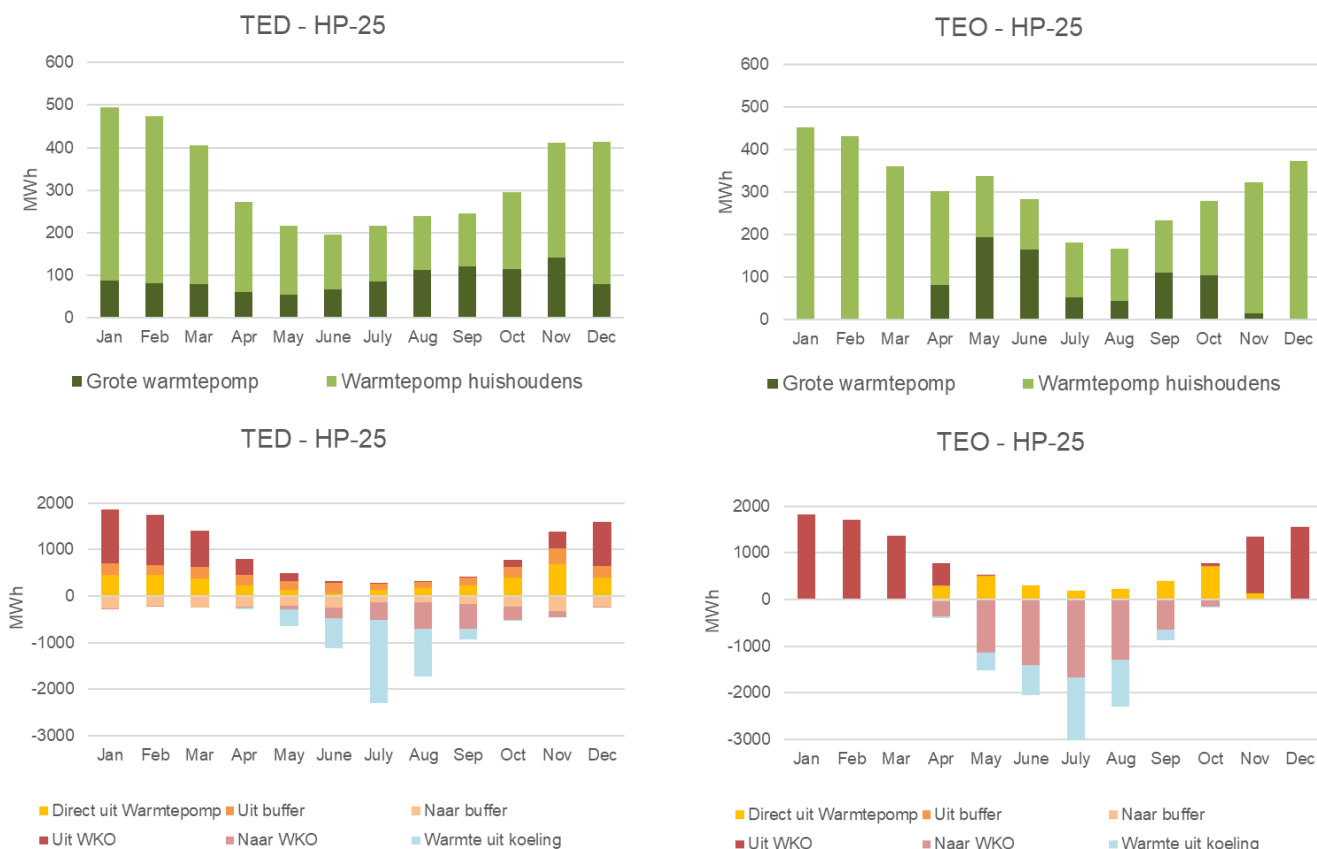
Tabel 10 Berekende PI's duurzaamheid en energie voor diverse scenario's van De Binckhorst

PI's duurzaamheid & Energie	HP-25 TED	HP-30 TED	HP-35 TED	HP-25 TEO	HP-30 TEO	HP-35 TEO	
Geleverde warmte (incl HP woningen)	14320	14320	14320	14320	14320	14320	MWh/jaar
Elektriciteitsgebruik net – totaal	3880	3810	3810	3725	4020	4050	MWh/jaar
<i>Centrale warmtepomp</i>	<i>1080</i>	<i>1230</i>	<i>1430</i>	<i>765</i>	<i>1250</i>	<i>1440</i>	<i>MWh/jaar</i>
<i>Woningen</i>	<i>2800</i>	<i>2580</i>	<i>2380</i>	<i>2960</i>	<i>2770</i>	<i>2610</i>	<i>MWh/jaar</i>
<i>Hulpsystemen</i>	<i>230</i>	<i>230</i>	<i>240</i>	<i>230</i>	<i>230</i>	<i>230</i>	<i>MWh/jaar</i>
Opgeslagen warmte (in OBES)	6330	6500	6520	10710	10710	11360	MWh/jaar
<i>Vanuit warmtepomp</i>	<i>2250</i>	<i>2420</i>	<i>2435</i>	<i>6630</i>	<i>6630</i>	<i>7280</i>	<i>MWh/jaar</i>
<i>Warmte uit koeling woningen</i>	<i>4080</i>	<i>4080</i>	<i>4080</i>	<i>4080</i>	<i>4080</i>	<i>4080</i>	<i>MWh/jaar</i>
Teruggevoede elektriciteit	-	-	-	-			MWh/jaar
Warmteverlies – opslag	20%	23%	21%	23%	22%	26%	

Tabel 11 Invulling van de warmtevraag binnen het warmtepomp-dagbuffer-OBES systeem.

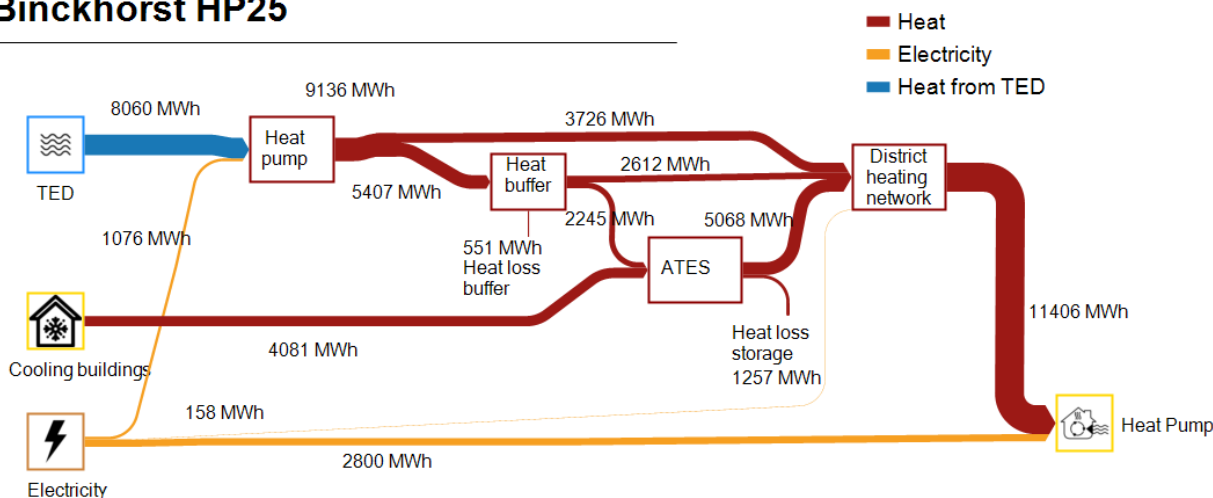
PI – Invulling warmtevraag	HP-25 TED	HP-30 TED	HP-35 TED	HP-25 TEO	HP-30 TEO	HP-35 TEO
Directe warmtelevering door de centrale warmtepomp	26%	26%	26%	19%	20%	20%
Warmtelevering vanuit OBES	35%	35%	36%	58%	58%	60%
Warmtelevering vanuit dagbuffer	18%	20%	20%	0%	0%	0%
Directe warmte-koude uitwisseling tussen gebouwen	1%	1%	1%	1%	1%	1%

Warmte toegevoegd in gebouwen door decentrale warmtepompen	19%	18%	16%	21%	19%	19%
	100%	100%	100%	100%	100%	100%



Figuur 15 Maandelijkse energiebalans van het TED scenario en TEO scenario, beiden met 25 graden warmtepomptemperatuur. In het TEO scenario bij 25 graden wordt veel warmte in de zomer direct in de OBES gefiltreerd, vandaar het lage stroomgebruik voor de warmtepomp in juli en augustus. De OBES wordt in deze maanden wel geladen, maar zonder tussenkomst van de warmtepomp omdat het oppervlaktewater warm genoeg is.

## Binckhorst HP25



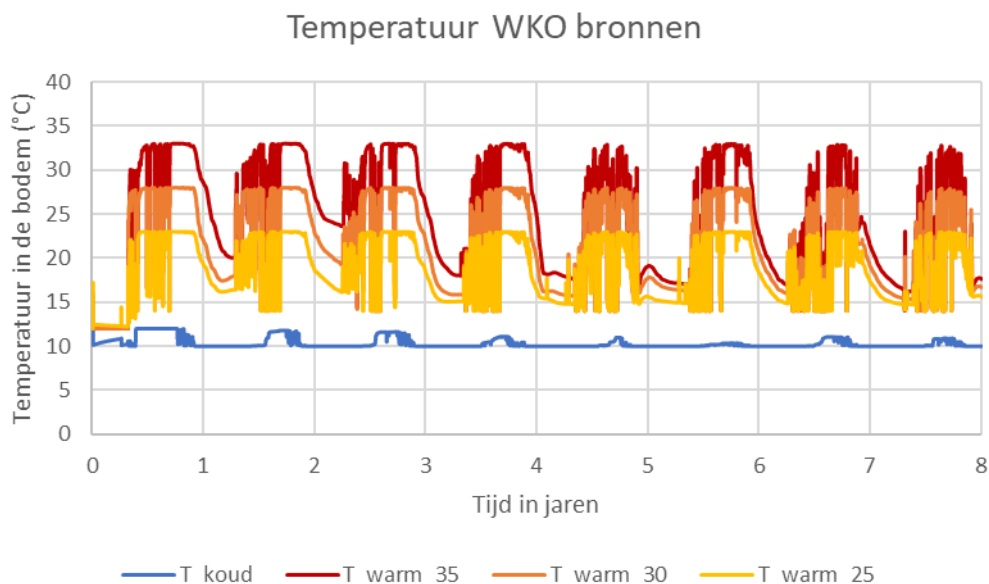
Figuur 16 Sankey diagram met jaarlijkse energiestromen voor het TED scenario met een warmtepomptemperatuur van 25°C

Over de OBES-modellering

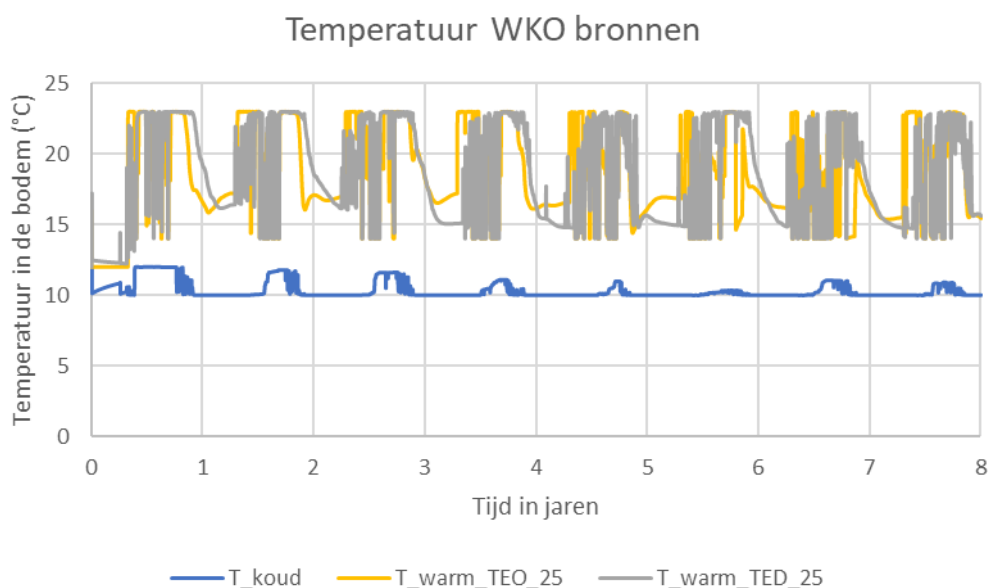


De berekende OBES temperatuur bij verschillende scenarios in Figuur 17 & Figuur 18 laat vrij grote variatie zien. Ten eerste is er een verschil tussen de scenario's met verschillende warmtepomp temperaturen: de temperatuur van de centrale warmtepomp is bepalend voor de infiltratietemperatuur van de OBES. Ten tweede valt op dat in de zomerperiode de temperatuur van de warme OBES bron schommelt maar ook afneemt. Dat komt omdat in koelbedrijf van de gebouwen er met 16°C aan het bronnet wordt terug geleverd, en met 14°C in de bron geïnfiltreerd. In de zomer komt er dus vooral veel warmte met relatief lage temperatuur vanuit gebouwkoeling in het systeem (14°C), en dat is een groot verschil met de temperatuur van de warmtepomp die in de bron gaat (23-33°C). Dat mengeffect zie je duidelijk terug. Ten derde verschilt de hoeveelheid koeling per gemiddeld jaar. De laatste jaren zie je de temperatuur in de warme OBES bron sterk teruglopen en komen de temperaturen van de verschillende scenario's heel dicht bij elkaar. Dat heeft er mee te maken dat deze jaren (2018 & 2019) vrij warm waren ten opzichte van eerdere jaren en de koelbehoefte daardoor ook groter was. De warmtepomp stond in die jaren dus ook minder aan, omdat het koudeoverschot in de OBES kleiner was. Dit heeft echter wel een effect op het temperatuurniveau.

Bij de TEO installatie wordt meer warmte in het systeem opgeslagen, maar wel alleen tijdens de zomerperiode. De onderkant van het temperatuurniveau ligt de eerste jaren wat hoger bij TED dan bij TEO. Dit heeft te maken met de directe warmteuitwisseling met oppervlaktewater als de watertemperatuur > 20°C bij TEO waarbij een wat lagere temperatuur in de OBES wordt geïnfiltreerd (minimaal 18°C) terwijl in het TED systeem altijd een warmtepomp wordt gebruikt (23°C infiltratie in OBES). Maar dit effect eb't in latere jaren grotendeels weg door de toegenomen hoeveelheid koeling die de OBES temperatuur in beide gevallen naar beneden brengt. De werking van de OBES verschilt niet wezenlijk tussen deze twee scenario's. De verschillen worden met name veroorzaakt door de grotere hoeveelheid directe benutting van warmte uit de centrale warmtepomp (met tussenkomst van de dagbuffer) in het TED systeem ten opzichte van TEO). Ook zit er een verschil in de grootte van het OBES systeem (40% minder warmteopslag bij TED vs TEO zoals te zien in Tabel 10. Het maximale debiet voor infiltratie is ook lager bij de TED systemen (ca 16-30%), echter het maximale debiet bij onttrekking is in beide systemen gelijk waardoor er een vergelijkbaar aantal bronnen nodig is.



*Figuur 17* Temperatuur van de warme bron van het OBES systeem bij verschillende temperatuurniveaus van de warmtepomp over 8 jaar. Van de koude bron is maar één temperatuurverloop weergegeven omdat deze niet varieert tussen de scenario's.



*Figuur 18* Temperatuur van de warme bron van het OBES systeem bij een warmtepomptemperatuur van 25 graden voor zowel een TED als een TEO systeem. De temperatuurniveaus zijn te zien over 8 jaar. Van de koude bron is maar één temperatuurverloop weergegeven omdat deze niet varieert tussen de scenario's.

#### 4.2.2 Business case

In Tabel 12 zijn de financiële KPI's samengevat voor de business case van zowel de drie TED als de TEO scenario's. Daarbij is onderscheid gemaakt tussen de business case voor de exploitant van het TED/TEO systeem, en de businesscase van het totale systeem. In de business case van het TED/TEO systeem zijn alleen de warmtewisselaar en warmtepomp meegenomen, dus de levering van warmte aan het bronnet. In het totale systeem zijn ook de OBES en warmtepompen in de woningen meegenomen. In deze paragraaf wordt op hoofdlijnen een beschouwing gedaan. In Bijlage B is een verdere uitsplitsing van de business case te vinden.

##### *Algemeen*

In het algemeen is een trend te zien waarbij de LCOE toeneemt bij hogere opslagtemperatuur, vanuit de business case van de exploitant. Voor de totale (maatschappelijke) business case waarin ook de kosten voor de afnemers zijn meegenomen, geldt juist het omgekeerde. Dat komt omdat in dit geval de kosten voor elektriciteit in de woningen mee zijn genomen. Bij een hogere warmtepomptemperatuur wegen de lagere energiekosten voor de bewoners op tegen de hogere kosten voor stroom voor de centrale warmtepomp. Dit is terug te zien in de LCOE.

##### *TED-scenario's*

Bij een vergelijking van de TED-scenario's valt op dat het HP-30 scenario vanuit de exploitant gezien de laagste LCOE oplevert. Dit heeft als reden dat in het HP-30 scenario de energiekosten relatief laag zijn ten opzichte van de geleverde hoeveelheid warmte aan het bronnet. De efficiency van het OBES systeem is in dit scenario het laagst wat betekent dat er relatief wat meer warmte is onttrokken uit de OBES ten opzichte van de andere scenario's, wat doorwerkt de energiekosten per MWh. Dit voordeel in energiekosten ten opzichte van geleverde warmte is echter niet meer zichtbaar in de maatschappelijke business case, omdat hier de energiekosten van de consumenten zwaarder wegen. De kosten voor het energiegebruik van de decentrale warmtepompen zijn beduidend lager (ruim 90 k€/jaar) bij HP-35 dan bij HP-30. Ook wordt de LCOE hier berekend over de totale warmtevraag, die voor alle scenario's gelijk is, waardoor het minder uitmaakt dat de warmtepomp relatief meer warmte levert.

##### *TED versus TEO*

Vanuit de exploitant gezien vallen de CAPEX kosten voor het TED systeem ca 10 k€/jaar lager uit dan voor TEO. Het TEO systeem heeft hogere onderhoudskosten, ook liggen de energiekosten (bij HP-30 en HP-35) licht hoger. Dit

leidt ertoe dat het TED systeem goedkoper is dan het TEO systeem in de 30 & 35 graden variant. Bij 25 graden warmtepomptemperatuur echter is de TEO variant goedkoper. De reden hiervoor is de directe infiltratie van warmte via de warmtewisselaar (bij oppervlaktewater > 20°C) in dit TEO scenario. In dit geval is er geen warmtepomp nodige en dit levert lagere energiekosten op dan de TED variant, waar altijd een warmtepomp nodig is bij het laden van de OBES. In de maatschappelijke business case valt het TED systeem altijd goedkoper uit dan het TEO systeem, al zijn de verschillen minimaal. Omdat het TED systeem in de winter ook direct warmte levert (zie 4.2.1) is de COP van de warmtepompen hoger en wordt er minder stroom gebruikt door de huishoudens dan bij TEO, waar de hele winter uit de OBES (met lagere temperatuur en dus lagere COP) wordt geleverd.

Tabel 12 Financiële KPI's, in de berekening met emissiekosten is aangenomen dat de exploitant 100% duurzame elektriciteit gebruikt.

KPI	HP-25 TED	HP-30 TED	HP-35 TED	HP-25 TEO	HP-30 TEO	HP-35 TEO
Dunea Warmte & Koude (of exploitant TEO)						
LCOE exclusief emissiekosten (€/MWh)	25,5	25,2	26,3	23,9	26,2	27,4
LCOE inclusief emissiekosten (€/MWh)	26,3	26,1	27,3	24,5	27,0	28,4
TCO per jaar inclusief emissiekosten (k€/jaar)	240	250	263	211	244	257
Totale systeem (tot en met warmtepomp bewoner) – maatschappelijke business case						
LCOE exclusief emissiekosten (€/MWh)	162	154	147	166	160	156
LCOE inclusief emissiekosten (€/MWh)	171	162	155	175	167	164
Gemiddelde TCO per jaar(k€/jaar)	2.448	2.318	2.221	2.500	2.411	2.348

#### 4.2.3 Discussie De Binckhorst

Uit de resultaten met betrekking tot energie en duurzaamheid blijkt dat de CO<sub>2</sub> en NO<sub>x</sub> emissies dalen bij hogere warmtepomptemperatuur, indien de door Dunea ingekochte stroom als duurzaam wordt aangemerkt. Volgens de normering voor energiestatistiek van gebouwen (NTA 8800) kan duurzaam ingekochte stroom echter niet worden aangemerkt als emissievrij. Dunea zelf zal dit anders zien, en hier zit dus een discrepantie tussen hoe de door Dunea geproduceerde warmte wordt aangemerkt. Dit beïnvloedt de resultaten en uiteindelijk op de emissies van het hele systeem. Een andere bepalende aanname voor het functioneren van de OBES is de retourtemperatuur uit de gebouwen bij koelbehoefte. Het verschil tussen deze retourtemperatuur (16°C in het net, 14°C in de OBES) en de geïnfiltreerde temperatuur uit de warmtepomp in de OBES (23-33°C) zorgt voor afkoeling van de OBES in de zomer. De efficiëntie van de OBES kan dus waarschijnlijk nog verder worden verbeterd. Een mogelijkheid is om met een triplet-systeem te werken met drie verschillende temperatuurniveaus.

In de business case zijn de verschillende systeemkeuzes vooral ten opzichte van elkaar vergeleken. Maar hoe verhouden de kosten van het TED/TEO systeem zich ten opzichte van andere warmtebronnen? De kosten voor aquathermie op 45°C (TEO) zijn door het WarmingUP consortium berekend op 15-20 €/GJ (of 54-72 €/MWh) [15]. De hier berekende kosten voor Dunea Warmte en Koude (of de TEO exploitant) tot maximaal 35°C zijn omgerekend 6,7-7,9 €/GJ of 23,9-27,4 €/GJ. Het WarmingUP consortium komt dus op dubbele kosten, maar hier is ook wel een

leidingtracé meegenomen en is de discontovoet hoger. De kosten voor Dunea/de exploitant zijn daarom niet volledig vergelijkbaar en kunnen nog oplopen.

De kosten voor het totale systeem liggen omgerekend tussen de 40,8-48,6 €/GJ (147 – 175 €/MWh), waarbij de kosten van de aanleg van het warmtenet nog niet zijn meegenomen en is gerekend met historische stroomprijzen. De ACM hanteert in 2023 een maximale prijs van 47,4 €/GJ (171 €/MWh), maar in 2021 ging het nog om 25,5 €/GJ (92 €/MWh). Andere bronnen voor individuele warmtepompsystemen komen op maximaal 140 pond/MWh (ca 160 €/MWh) [25], de IEA voor een individuele luchtwarmtepomp in Frankrijk, Duitsland of Denemarken tussen de 73-207 €/MWh [26]. Voor een grondwater-warmtepomp liggen de kosten lager; 53-109 €/MWh [26]. Het ReUseHeat project komt ook in die range uit, voor Duitsland, Spanje en Frankrijk liggen de kosten voor een grondwarmtepomp tussen de 89—111 €/MWh [27]. Een lage temperatuur warmtenet komt in deze studie op 65-89 €/MWh, en levert warmte op 70°C [27]. In vergelijking met deze studies komt een TED/TEO systeem met collectieve warmtepomp en OBES relatief hoog uit (155-175€/MWh). Er worden dan ook veel verschillende technologieën toegepast, en er wordt ook koude geleverd terwijl nu alle kosten aan de levering van warmte zijn toegerekend. Een systeem als dit bespaart ruimte in woningen zelf (omdat er geen of weinig individuele warmte-installaties nodig zijn) en omdat er geen individuele warmtepompen met buitenunit zijn maar één collectieve installatie in de kelder is de geluidsoverlast ook tot een minimum beperkt. Om deze collectieve systemen te realiseren en benoemde niet-gemonitiseerde voordelen te behalen zal subsidie nodig zijn.

#### 4.2.4 Conclusies De Binckhorst

De energetische en economische analyse laat zien dat de KPI's iets verbeteren bij het instellen van een hogere warmtepomptemperatuur (30°C of 35°C in plaats van 25°C). Het belangrijkste verschil zit vooral in de verdeling van de elektriciteitsvraag tussen huishoudens en exploitant van de warmtepomp. Een hogere warmtepomptemperatuur vergroot de elektriciteitsvraag aan de kant van de warmtepomp exploitant (met max. 400 MWh per jaar, ca 10% van de totale elektriciteitsvraag) terwijl de woningen hun elektriciteitsvraag met ongeveer dezelfde hoeveelheid verlagen. Dit kan gunstig zijn vanuit maatschappelijk perspectief, omdat de bewoners minder energielasten hebben, de elektriciteitsvraag van de warmtepomp beter past bij het duurzame energiepatroon (meer in de zomer), het meer mogelijkheden biedt voor flexibele aansturing en energie onder grootverbruik tarief kan worden ingekocht.

Als een TED en TEO systeem met elkaar worden vergeleken dan blijkt dat in de Binckhorst casus het TEO systeem over het algemeen meer stroom gebruikt (ca 200 MWh/jaar of 5% meer) dan het TED systeem. Uit de economische analyse blijkt dat dat TED en TEO dichtbij elkaar liggen qua business case. Daarbij is het ook belangrijk op te merken dat de berekeningen een eerste orde benadering zijn, dus sowieso een foutmarge hebben. De afweging tussen de systemen kan waarschijnlijk beter op andere gronden dan economische worden gemaakt. Zo is TED niet overal aanwezig, maar wel in dit gebied, wat het een interessante optie maakt. TEO kan dan op een andere plek in Den Haag of op een andere locatie in de Trekvlietzone worden ingezet.

Vergelijking met andere studies naar kosten voor warmtesystemen liet zien dat de business case voor warmtelevering uit een TED installatie vanuit de exploitant gezien positief uitvalt (23,9-27,4 €/MWh) in vergelijking met TEO systemen (54-72 €/MWh). Het gaat dan alleen om het leveren van warmte aan het warmtesysteem. Als naar de volledige systeemkosten wordt gekeken inclusief OBES en warmtepompen in woningen (exclusief warmtenet) dan zijn de kosten 155-175 €/MWh, wat aan de hoge kant is ten opzichte van andere duurzame warmtesystemen zoals grondwaterwarmtepompen (53-111 €/MWh). Bij het realiseren van een duurzaam collectief systeem op lage temperatuur lijkt daarom sprake van een onrendabele top.

Concluderend laat de casus van De Binckhorst zien dat de vastgestelde KPI's nuttig zijn bij het uitvoeren van ontwerpevaluaties voor warmtesystemen met seizoensopslag, dagbuffers en Power-to-heat (P2H) met behulp van een (industriële) warmtepomp. In deze casus liggen de KPI's vrij dicht bij elkaar, en helpen de PI's op het gebied van energie om de resultaten beter te interpreteren en duidelijk te maken waar de verschillen precies zitten.

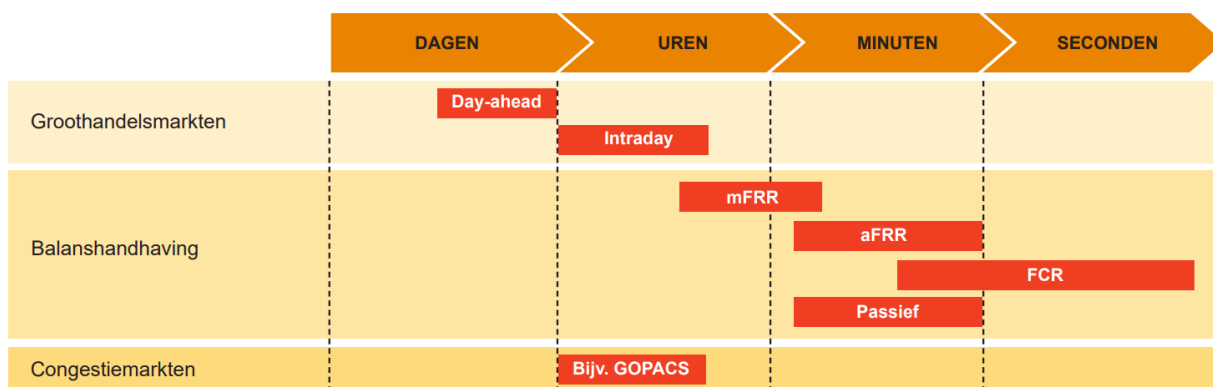
## 5 eWarmteFlex

### 5.1 Wat is eWarmteflex?

Warmte- en elektriciteitssystemen worden vaak vanuit de eigen sector bekeken, maar de energietransitie vraagt om steeds meer vanuit een systeemperspectief te denken. Juist door een warmtesysteem integraal met het elektriciteitsnet te beschouwen, ontstaat een extra kans voor beiden: namelijk het benutten van elektriciteit voor het opwekken van warmte, bijvoorbeeld door middel van een e-boiler of een warmtepomp (in combinatie met opslag) op momenten van overschot aan elektriciteit, of het terugschakelen van warmteproductie op momenten van schaarste en warmte te leveren uit opslag. Hierdoor ontstaat ook een mogelijkheid voor het creëren van flexibiliteit op het elektriciteitsnet [28]. De kern is dus het aansturen van de (industriële) warmte opwekking op basis van de beschikbaarheid van duurzame elektriciteit, dit is wat wij hier ‘eWarmteFlex’ noemen.

Binnen de elektriciteitssector bestaan er verschillende markten [29]:

- Lange termijn  
Handel in stroom op de lange termijn met lange termijn contracten of door elektriciteit in blokken ver van tevoren in te kopen
- Day-ahead (APX)  
Markt voor stroom tot één dag vooruit. Tot 12.00 een dag van tevoren worden biedingen gedaan en daarna worden de marktprijzen bepaald voor de volgende dag, per uur.
- Intraday  
Voor handel in elektriciteit op de dag van levering, tot 5 minuten van tevoren.
- Netbalancing/Onbalansmarkt (mFRR, aFRR, FCR)  
Regel- en reservevermogen om de balans op het net te handhaven en de frequentie te regelen.
- Congestiemarkten  
Gekoppeld aan een andere markt (bijvoorbeeld intraday), om lokale congestie op te lossen.



**Indicatieve tijdschaal voor het plannen of afroepen van energie/vermogen op verschillende markten**

Figuur 19 Overzicht van de verschillende elektriciteitsmarkten Bron: [30]

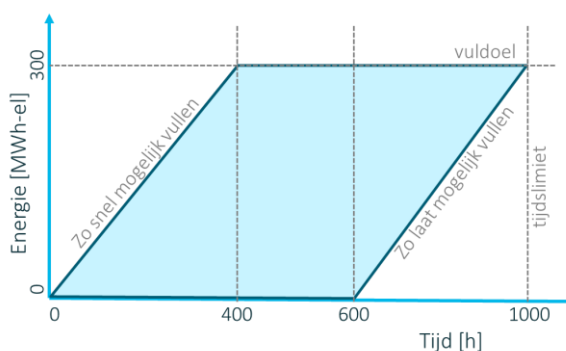
Binnen COHEASY ligt de focus op het kwantificeren van de flexibiliteit die vanuit warmtesystemen kan worden geboden aan het elektriciteitssysteem. Flexibiliteit kan op veel manieren worden omschreven en gekwantificeerd, en het speelt op verschillende tijdschalen, zoals we ook terugzien aan de verschillende elektriciteitsmarkten. Om een overzicht te krijgen van verschillende vormen van flexibiliteit, hanteren we hier drie manieren om flexibiliteit te omschrijven:

### 1. De potentie van flexibiliteit in de tijd

Bij flexibiliteit gaat het niet alleen om vermogen, maar ook om wanneer en hoelang dit vermogen beschikbaar is. Hoeveel ruimte is er om een bepaalde asset zoals een warmtepomp flexibel aan te sturen in de tijd?

Een rekenvoorbeeld: Bij een seizoensopslag systeem (doel voor laden in de zomer: 900 MWh) met warmtepomp (elektrisch vermogen 750 kW-el, COP van 3) gaat het bijvoorbeeld om 4 maanden (ca 1000 uur) waarop de warmtepomp aan zou kunnen staan, terwijl er maar 400 vollasturen nodig zijn. De ruimte voor flexibiliteit binnen die 1000 uren is enorm: zolang het doel voor de seizoensopslag nog niet is bereikt en de tijdslimiet nog niet is verstreken kan de warmtepomp op elke deellast werken. Afhankelijk van het ingestelde vermogen kan de warmtepomp vervolgens worden opgeschakeld of afgeschakeld aan de hand van of er overcapaciteit of ondercapaciteit heerst op het elektriciteitsnet. Is het vuldoel of de tijdslimiet echter bereikt, dan is er geen mogelijkheid meer tot flexibel handelen. De potentie voor flexibiliteit in de tijd is zodoende dus elk moment anders, en hangt ook af van de beslissingen die in de periode daarvoor zijn gemaakt. Dit maakt het kwantificeren ervan uitdagend.

De ruimte waarbinnen de warmtepomp kan bewegen wat betreft de vermogensinstellingen wordt door twee specifieke scenario's omkaderd: het scenario waarin de warmtepomp direct op vollast draait om zo snel mogelijk het doel te behalen, en het scenario waarin het aanzetten van de warmtepomp zo lang mogelijk wordt uitgesteld. Deze twee scenario's en de tussenliggende ruimte zijn in de onderstaande figuur weergegeven. De oppervlakte tussen de twee limiterende scenario's is een maat voor de hoeveelheid flexibiliteit in het systeem, in het onderstaand voorbeeld bedraagt deze 180.000 MWh.h. Deze oppervlakte wordt bijvoorbeeld groter voor grotere warmtepompvermogens (stijlere flanken voor de limiterende scenario's) en voor een langere tijdslimiet om het vuldoel te bereiken. Deze maat voor de potentie van flexibiliteit in de tijd kan daarom gebruikt worden om vergelijking te trekken tussen verschillende scenario's. Een beperking van deze maat voor flexibiliteit is de directe interpretatie ervan. Het is moeilijk om de fysieke implicaties van een specifieke waarde voor te stellen.



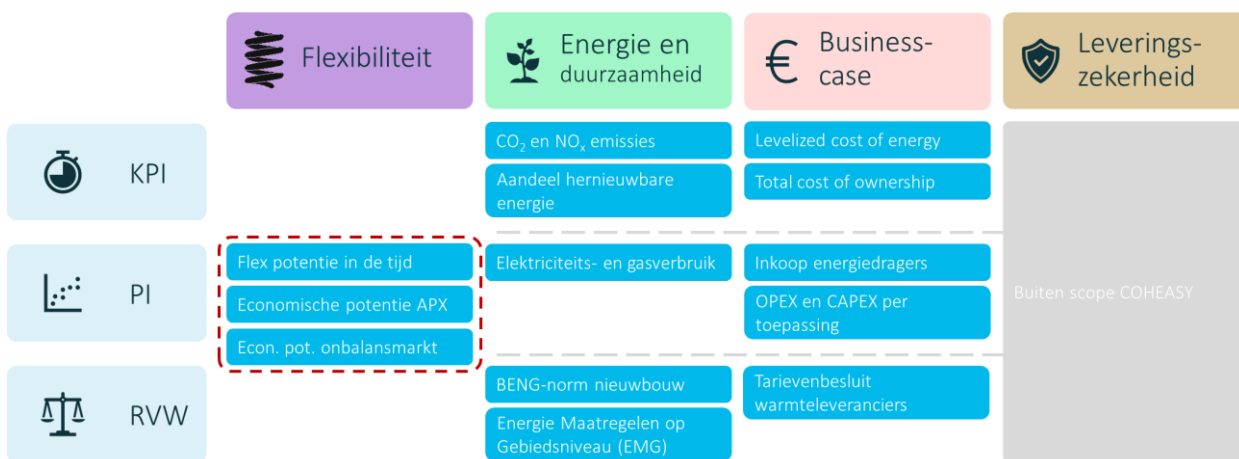
### 2. Economische potentie op basis van perfect forecasting op de day-ahead (APX) markt

Naast een maat voor flexibiliteit wordt ook de economische potentie berekend. Daarbij ligt de focus op de de day-ahead markt, waarbij kan worden bepaald op welke momenten het beste stroom kan worden ingekocht voor de volgende dag. Bij een steeds meer toenemend percentage duurzame elektriciteit in het systeem zullen deze prijzen meer en meer gaan afhangen van de weersvoorspelling en zullen op zonnige en/of winderige momenten overschotten aan duurzame elektriciteit worden verwacht waardoor de stroomprijzen lager uitpakken (en soms zelfs negatief worden).

### 3. Inschatting (economische) potentie onbalansmarkt

Op de balancerende markten (mFRR, aFRR, FCR en lokaal congestiemanagement) gaat het om het bieden van flexibiliteit op uren tot secondebasis. Voor deze markten wordt een kwalitatieve beschouwing geven per casus van de mogelijke potentie. In Bijlage C worden de verschillende balancerende markten besproken.

Deze verschillende omschrijvingen van flexibiliteit voor een warmtesysteem zijn ingepast in het raamwerk van KPI's en PI's dat in sectie 2.2 is geïntroduceerd. In samenspraak met de klankbordgroep is vastgesteld dat flexibiliteit nog niet als KPI voor warmtesystemen wordt gezien. Dat betekent dat flexibiliteit op directieniveau nog geen invloed heeft op de besluitvorming rondom warmtesystemen. Op het operationele niveau, bijvoorbeeld voor business development en facilitair management, staat flexibel opereren wel op het netvlies. Zodoende worden de drie maten voor flexibiliteit als PI's aan het schema toegevoegd. Omdat er met flexibiliteit waarde kan worden toegevoegd op verschillende fronten – een energiesysteem kan er immers duurzamer mee worden gemaakt, of de business-case kan er beter van worden, of de leveringszekerheid kan erdoor toenemen – zullen we het als aparte categorie toevoegen aan het schema.



Figuur 20 Overzicht KPI's en PI's inclusief flexibiliteit

Op basis van literatuuronderzoek naar de mogelijkheden van het aansturen van warmtepompen op elektriciteitsmarkten verder bekeken. In het Europese FHP-project [31] zijn meerdere use-cases uitgewerkt, zowel voor Nederland als voor Zweden, maar in beide gevallen kon alleen met indirecte control worden gewerkt, gebaseerd op een temperatuursensor. Daarmee zou misschien wel op de day-ahead markt gestuurd kunnen worden, maar andere flexibiliteitsdiensten zijn niet mogelijk. Recent heeft TenneT een pilot gedaan voor het uitbreiden van de aFRR markt naar meer diverse en ook kleinere assets die flexibiliteit kunnen bieden. Onderdeel van deze pilot waren onder andere WKK's, waarvan werd gesteld dat deze in staat zijn flexibel vermogen te leveren als deze aan staan, maar minder betrouwbaar zijn als ze nog uit staan [32]. Hetzelfde zou kunnen gelden voor warmtepompen, die met ca. 20%/min van het vermogen op- en af kunnen schakelen [33]. De FCR markt lijkt voor warmtepompen minder geschikt omdat het de vraag is of ze snel genoeg kunnen reageren (binnen 30 seconde). Eventueel zou dit wel kunnen via een BSP (Balance Service Provider) partij in een pool met andere assets, maar het gaat dan om een beperkte inzetbaarheid en een relatief lage inkomstenstroom.

Voor beide casussen wordt in de volgende paragraaf een (meer kwalitatieve) potentie inschatting gegeven voor de drie onderdelen van het eWarmteflex principe.



## 5.2 Potentie inschatting eWarmteFlex

### 5.2.1 WarmteStad

WarmteStad zal in de toekomst gebruik maken van warmtepompen, WKK's, gasketels, restwarmte, zonthermie, dagbuffering en seizoensopslag waarmee aan de warmtevraag van het warmtenet wordt voldaan. Vanuit het oogpunt van de elektriciteitssector zijn vooral de warmtepompen en WKK's interessant. In het regeltechnisch ontwerp zijn de twee gekoppeld en wordt de elektriciteit voor de warmtepompen door de WKK geleverd. Dan blijft nog de dagbuffer over waarmee flexibel gestuurd kan worden, maar WarmteStad wil deze liefst zoveel mogelijk inzetten met het doel om pieken in het vraagpatroon op te vangen zodat alle assets zo constant mogelijk draaien.

In het algemeen zien we dat de warmtecentrale gebruik maakt van verschillende bronnen en omzettingen om warmte op te wekken, namelijk restwarmte, aardgas en zonnewarmte. Hoewel het in onze modelberekeningen in het COHEASY onderzoek niet is meegenomen, heeft WarmteStad ook de mogelijkheid om de warmtepompen te gebruiken zonder inzet van de WKK's maar op basis van elektriciteit geleverd vanuit het elektriciteitsnet. Andersom kunnen op momenten van krapte op het net de WKK's stroom leveren, zoals ook in de glastuinbouw gebruikelijk is.

Het hoofddoel van de ondergrondse warmteopslag die WarmteStad zal realiseren is het opslaan van zonnewarmte en restwarmte van datacentra. De warmte kan niet direct geleverd worden aan de afnemers, maar dient als warmtebron voor een of meerdere warmtepompen. Zodoende kan een eventuele bijdrage van de ondergrondse warmteopslag aan flexibele operatie niet los gezien worden van de inzet van deze warmtepompen. De uitwerking hiervan ligt buiten de scope van het project COHEASY.

- Day-ahead markt

De besturing van de warmtecentrale van WarmteStad bepaalt hoe de buffer, WKK's en warmtepompen worden ingezet. Een analyse met toekomstige elektriciteitsprijzen kan uitwijzen hoeveel het kan opleveren als hiervan mag worden afgeweken. Een voorbeeld van een dergelijke afwijking is om de warmtepompen op stroom uit het net te laten draaien als de elektriciteitsprijs onder een minimum komt, in plaats van de WKK's stroom te laten produceren. Nog een stap verder zou zijn om de buffer te gebruiken om tijdens goedkopere uren de buffer te vullen en dus niet met een zo constant mogelijke aansturing te werken. Ook kunnen de WKK's juist worden aangezet om elektriciteit te leveren op momenten dat de elektriciteitsprijs hoog is (een best practice uit de glastuinbouw). In beide gevallen zou er dan wel genoeg voordeel in moeten zitten zodat dit opweegt tegen de nadelen van het op- en afregelen (levensduur, meer onderhoudskosten).

- Onbalansmarkt

Omdat de elektriciteit voor de warmtepompen voornamelijk door WKK's wordt geproduceerd kan WarmteStad met name opregelvermogen leveren. Het totale elektrische vermogen van de warmtepompen is 5x500 kWel dus ca 2.5 MWel. De aanvoer van de warmtepompen komt uit constant leverende restwarmtebronnen (datacenters), maar het precieze benodigde vermogen zal afhangen van het seizoen. Een dag van tevoren is vrij goed bekend wanneer de warmtepompen aan zullen staan. Het afschakelen van de WKK's en overgang naar elektriciteit uit het net kan niet binnen 30 seconde, waardoor de FCR afvalt. De aFRR en de mFRR zijn een optie, waarbij er alleen opregelvermogen kan worden geboden. De aFRR wordt meer ingezet en de prijzen liggen daar ook net wat hoger, waardoor de aFRR waarschijnlijk de meest interessante optie is. Het is net als bij De Binckhorst aan te raden om in een pool mee te draaien en de partij die het energiemanagement doet ook de BSP te laten zijn, om zoveel mogelijk te worden ontzorgt.

### 5.2.2 Binckhorst

Bij het concept van de Binckhorst zijn de warmtepomp en de seizoensopslag (OBES) de onderdelen die relevant zijn voor het e-WarmteFlex principe.

1. Potentie van flexibiliteit in de tijd

Omdat de warmtepomp gekoppeld aan de reinwaterkelder bedoeld is voor regeneratie van de OBES, is er relatief veel vrijheid in sturing. De benodigde regeneratie (onbalans) in het systeem 10.020 MWh, waar het potentieel van de waterberging ca. 15.000 MWh is. Deze vrijheid wordt wel wat beperkt door de momenten waarop de reinwaterkelder wordt gevuld of gebruikt. Al met al is het dus zeker mogelijk om in te spelen op de dynamiek van het elektriciteitssysteem en op- of af te schakelen als nodig, maar ook door in te spelen op elektriciteitsprijzen bij het inzetten van de warmtepomp.

## 2. Economische potentie op de day-ahead markt

De economische potentie kan worden bepaald door naar huidige APX tarieven te kijken en deze te koppelen aan de uren dat de warmtepomp aanstaat in de energetische modellering. Hierbij is al rekening gehouden met de maanden waarop er de meeste warmte kan worden onttrokken uit de waterberging. Vervolgens kunnen de goedkoopste uren worden gekozen binnen de uren dat de warmtepomp aan kan staan. Daarnaast is het ook mogelijk om een analyse te doen waarbij de vul- en leegmomenten en bijbehorende vermogens van de warmtepomp helemaal worden losgelaten. Dit zou de theoretische maximale economische potentie zijn. Het verschil tussen de huidige kosten, de kosten bij het huidige vulpatroon en de elektriciteitskosten bij het loslaten van het vulpatroon geven informatie over de potentie die er is om de warmtepomp en/of de waterberging slimmer aan te sturen. Daarbij kan ook met toekomstige elektriciteitsprijzen worden gerekend met meer volatiliteit, op basis van het KyPF model van KYOS [34].

De focus ligt daarbij op de warmtepomp, maar een slimmere regeling voor het vullen van de reinwaterkelder kan naast lagere kosten voor de stroom voor de warmtepomp ook leiden tot een lagere stroomkosten voor Dunea, afhankelijk van het stroomcontract. In de toekomst is de verwachting dat hoog/laag tarieven er anders uit zullen gaan zien door een toenemende hoeveelheid duurzame energie op het net. Waar het vroeger logisch was om 's nachts een lager tarief te hanteren zodat de fossiele centrales op baseload door konden draaien, is het straks logisch om gebruik en opwek zo dicht mogelijk op elkaar aan te laten sluiten zodat er zo min mogelijk opwek nodig is. Een laag nachttarief past daar niet bij, een lager dagtarief ter stimulering van direct gebruik van zonnestroom zou in het toekomstige energiesysteem logischer zijn [35].

## 3. Inschatting (economische) potentie onbalansmarkt

Voor de Binckhorst zijn zowel de aFRR als de mFRR mogelijkheden. De warmtepomp zal dan onderdeel moeten zijn van een grotere pool omdat deze op zichzelf (ca. 750 kWel) niet groot genoeg is. De warmtepomp zal alleen in de zomermaanden vermogen kunnen aanbieden en alleen gedurende bepaalde tijden van de dag, maar deze zijn wel van tevoren (minimaal een dag of langer) bekend. Er kan zowel op- als afgeregeld worden. Ook hier geldt hetzelfde als voor WarmteStad; De aFRR wordt meer ingezet en daar de prijzen liggen daar ook net wat hoger, waardoor de aFRR waarschijnlijk de meest interessante optie is. Het is aan te raden om in een pool mee te draaien en de partij die je energiemanagement doet ook je BSP te laten zijn.

## 5.3 Kwantificatie eWarmteflex voor De Binckhorst

Voor de kwantitatieve uitwerking van het eWarmteflex principe is de Binckhorst gekozen omdat in deze case de mogelijkheden van seizoensopslag in combinatie met warmtepompen het beste naar voren komen.

### 1. Potentie van flexibiliteit in de tijd

In het systeem van De Binckhorst kan warmte uit de waterberging worden gehaald als deze wordt gevuld en geleegd. Echter, twee keer warmte winnen uit de waterberging (tijdens vullen en legen) kan alleen als de temperatuur van het water hoog genoeg is, in de maanden juli tot en met november (zie ook Figuur 7). Op basis van informatie over de flow en temperatuur die de waterberging in en uit gaat is het vermogen van de warmtepomp in ieder uur bepaald. Gemiddeld kan de warmtepomp 3320 uur per jaar aanstaan, en in termen van vollasturen gaat het om 2740 uur, dus een capacity factor van 31%. De precieze uren verschillen per jaar.

Vervolgens is berekend hoeveel uur de warmtepomp aan moet staan om aan de regeneratiecapaciteit van 10.200 MWh te voldoen, ook dit varieert per jaar en per warmtepomptemperatuur tussen de 1144-1784 vollasturen. Op basis van deze getallen kan er met 35-58% van de vollasturen van de warmtepomp flexibel worden omgegaan. Dit leidt tot een flexibiliteitspotentie die afneemt van  $1,40^E6$  voor scenario HP\_25 tot  $1,35^E6$  voor scenario HP\_35. We zien dat de flexibiliteitspotentie gelijk blijft wanneer de warmtepomptemperatuur toeneemt naar 30°C, de toegenomen levering weegt op tegen het afgenomen aantal flexibele uren. De potentie neemt af voor een warmtepomptemperatuur van 35°C omdat de vermindering van het aantal uren dat er nog geschoven kan worden de overhand krijgt.

Tabel 13 Vollasturen voor de warmtepomp per jaar bij verschillende scenario's

Jaar	HP_25	HP_30	HP_35
2016	1278	1517	1612
2017	1394	1526	1765
2018	1407	1543	1784
2019	1144	1256	1453
Gemiddeld aantal vollasturen	1306	1461	1654
Gemiddelde flexibiliteitspotentie [MWh.h]	$1,40^E6$	$1,40^E6$	$1,35^E6$

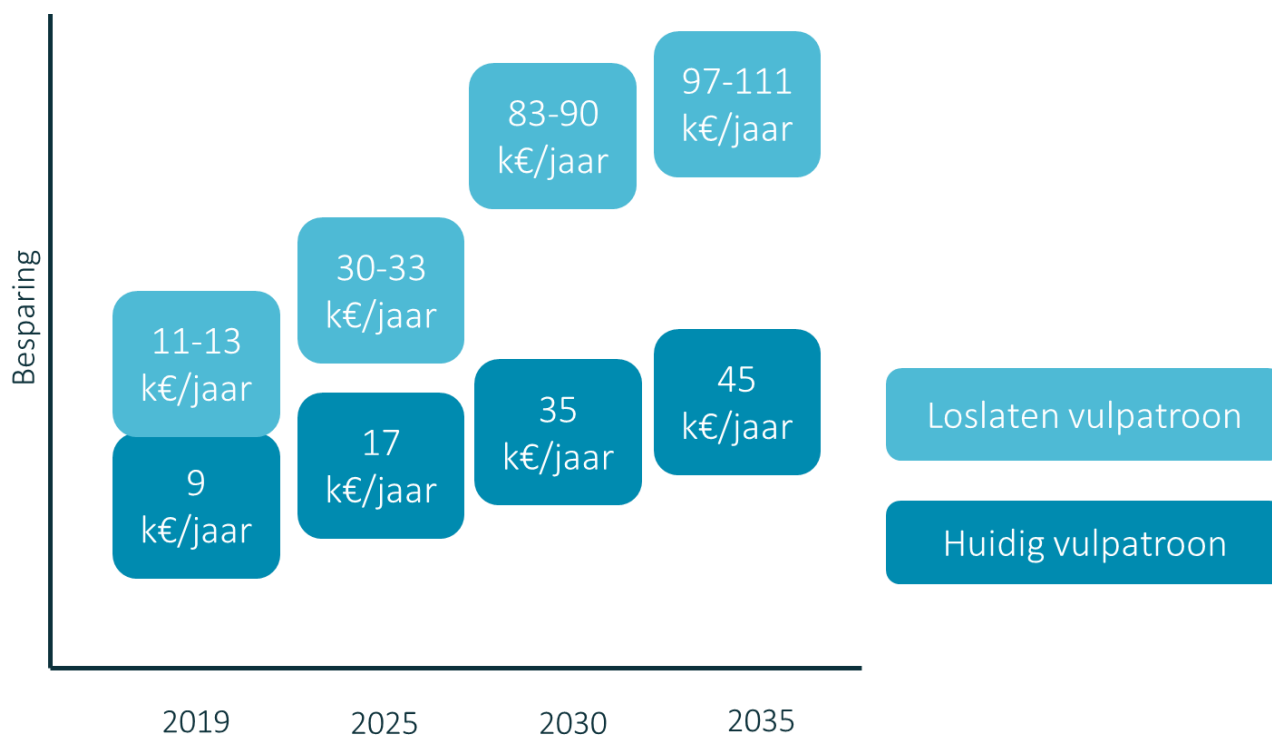
## 2. Economische potentie op de day-ahead markt

Met behulp van perfect forecasting is de kostenbesparing op energiekosten berekend als Dunea Warmte en Koude stroom zou inkopen op de APX markt. In werkelijkheid is er sprake van een vast stroomcontract, dus deze situatie is hypothetisch. Hiervoor is een analyse gedaan met historische elektriciteitsprijzen (2016-2019) en toekomstige elektriciteitsprijzen (2025, 2030 en 2035), aangeleverd door KYOS en hun KyPF model voor de Nederlandse markt [34]. In Figuur 21 zijn de kostenbesparingen weergegeven waarbij zowel de kostenbesparingen zijn meegenomen die passen binnen de huidige vulpatronen van de waterberging, als bij het loslaten hiervan.

De besparing neemt toe over de tijd, en als het mogelijk zou zijn om de waterberging flexibeler te vullen, dan kan dit in potentie veel kosten besparen. Het is ook goed om op te merken dat de stroomkosten sowieso gaan toenemen, van 60-80 k€/jaar in de periode 2016-2019 naar 90-150 k€/jaar in toekomstige prijsscenario's.

Op dit moment kan door slimmer te sturen maximaal ca 14% van de stroomkosten worden bespaard.

Op termijn kan dat oplopen naar 50% binnen het huidige vulpatroon en bij het loslaten van het vulpatroon kunnen in theorie alle stroomkosten worden bespaard. Deze theoretische potentie is echter in de praktijk niet haalbaar omdat je van tevoren niet de stroomprijs van een heel jaar vooruit weet. Bovendien wordt de potentie ook sowieso lager als meer partijen hun assets flexibel gaan inzetten.



Figuur 21 Besparing op energiekosten door Dunea Warmte en Koude bij inkoop van stroom op de day-ahead markt, voor de jaren 2016-2019 (2019 in de grafiek) en met toekomstige stroomprijzen

### 3. Inschatting economische potentie onbalansmarkt

Voor het bepalen van de opbrengsten op de aFFR markt (met inbegrip van de mFRR) is de methode uit het rapport 'Omslagpunt grootschalige batterijopslag' van CE Delft (2021) genomen [36]. De gemiddelde capaciteitsvergoeding op de aFFR schatten zij in op 73k€/MW/jaar, en de activatievergoeding op 9 €/MW/h, gelijkblijvend over de tijd. Met de 750 kW warmtepomp die met 2740 vollasturen (verspreid over 3320 draaiuren) kan waarschijnlijk eenzijdig worden ingeboden. Dus of de warmtepomp staat uit en kan opregelen of de warmtepomp staat aan en kan terugregelen. We nemen aan dat de warmtepomp ca 138 dagen per jaar kan deelnemen, inbiedt voor 9 €/MW/h en daarmee altijd mee kan doen. Omdat de bieding niet symmetrisch is en de warmtepomp niet altijd op vol vermogen aan kan staan halveren we de inkomsten, waarmee we uitkomen op 37 k€/jaar aan mogelijke extra inkomsten.

## 5.4 Afwegingen voor het benutten van flexibiliteit

Uit de analyse van het eWarmteflex principe blijkt dat er duidelijke kansen zijn voor warmtesystemen om flexibiliteit te leveren aan het elektriciteitssysteem. Zeker bij seizoensopslagsystemen is er sprake van veel flexibiliteit in de aansturing van een warmtepomp, maar ook bij dagbuffers is er zeker al potentie. Warmteleveranciers zouden deze potentie kunnen benutten voor financiële voordelen. Er zijn daarbij een aantal afwegingen te benoemen die gemaakt dienen te worden alvorens tot benutting van het potentieel over te gaan.

- Leveringszekerheid van warmte mag niet in het gedrang komen. De marges die hiervoor in acht genomen worden dienen zorgvuldig overwogen te worden. Deze marges zullen ten koste gaan van een gedeelte van de potentie voor flexibiliteit.
- Slijtage en onderhoudskosten dienen te worden afgewogen tegen de financiële voordelen van flexibele inzet van assets.
- De keuze voor de specifieke balancerende markt(en) waarop je actief wordt bepalen de tijdschaal waarop je moet kunnen reageren. Zo kunnen warmtepompen niet snel genoeg schakelen om op de FCR markt deel te nemen.

- Een ketenbenadering, waarbij externe expertise en/of dienstverlening worden ingezet kan het verwaarden van flexibiliteit vergemakkelijken, maar zorgt tegelijkertijd voor margeverdeling. Opbouw van expertise in de eigen organisatie en behoud van marge dienen zodoende te worden afgewogen tegen versneld inzetten van flexibiliteit en gemak.
- Een aanvullende afweging voor wat betreft samenwerking met serviceverleners is het delen van gegevens over de operatie en sturing. Gegevens moeten snel kunnen worden uitgewisseld tussen apparatuur, eventuele dienstverleners en markt-beheerders. Toegang verlenen tot gegevens dient daarbij het gemak, maar moet worden afgewogen tegen dataveiligheid.
- Flexibel opereren vereist een bijpassende inkoopovereenkomst voor energie. Vaste elektriciteitsprijzen of contracten met hoog/laag tarief maken het onmogelijk om flexibiliteit te verwaarden. Afhankelijk van het afgesloten energiecontract kan het dus nodig zijn om wijzigingen daarin aan te brengen.
- Flexibiliteit en de waarde ervan zijn aan verandering onderhevig in de energietransitie. Daarom dient optimalisatie van de opbrengsten te worden afgewogen tegen een robuuste operatie waarbij er ruimte blijft om mee te veranderen met het energiesysteem.

## 6 Klankbörgroep

Tijdens het COHEASY project heeft een klankbordgroep met professionals en wetenschappers uit de warmte- en elektriciteitssector regelmatig (ca. elke 4 maanden) meegedacht over de uitgangspunten, casussen en uitkomsten van het COHEASY project. Betrokken waren: Tennet (Anton Tijdink), Stedin (John Hodemaekers), Vattenfall (Hans Rödel), De Warmtetransitiemakers (Ewald Slingerland, later Christiaan van Soest), WarmteStad (Theo Venema), PowerSpex (Jan Wilmink, later Maarten Rinket), Dunea Warmte & Koude (Ewout Hekhuizen), If Technology (Arne Wijnia) en TU Delft (Theo Fens & Ad van Wijk).



Tijdens de hele projectduur viel de betrokkenheid van de klankbordgroepdeelnemers op, evenals de actieve discussies en gesprekken tijdens de bijeenkomsten. We hebben duidelijk ervaren hoe vruchtbaar het is om mensen met verschillende perspectieven vanuit warmte- en elektriciteit bij elkaar te brengen. Het leidt tot wederzijds begrip en uitwisseling van kennis en voorkomt ook dat opnieuw het wiel uitgevonden moet worden.

De klankbordgroep was van grote invloed voor onder andere:

- Het bespreken en afstemmen over KPI's voor de warmtesystemen met opslag
- Het uitwisselen van perspectieven over flexibiliteit vanuit zowel elektriciteits als warmteperspectief
- Het snel kunnen betrekken van expertise in het project over bijvoorbeeld balancerende markten, regelsystemen, wettelijke kaders of ontwikkelingen op het gebied van warmtesystemen.
- Uitwisseling van kennis en tools, zie hieronder een overzicht van gebruikte tools door verschillende partijen voor het modelleren van verschillende aspecten van energiesystemen.

### Tennet

- [Industrial ValueFlex Tool](#); een tool voor de evaluatie van business cases voor industriële demand-response en opslag

### TNO/Deltares/TU Delft/Saxion

- [WarmingUP design toolkit](#); softwarepakket voor warmtenetten met een focus op verschillende bronnen

### Warmtetransitiemakers / Greenvis:

- [DHC networks geïntegreerd in QGIS](#); engineering van infrastructuur, volledig flow model.
- [Greenvis warmtewool geïntegreerd in QGIS](#); hoogover scenario berekening
- [EMG tool](#); berekeningen van energieprestatienorm voor maatregelen op gebiedsniveau

### Powerspex

- [Pscad](#); implementatie van simulatoren, inlezen regelingen en koppeling tussenbeide.
- [Wanda](#); druk en flow simulaties, door Powerspex gebruikt voor benchmarken van resultaten PSX-CAD.

### WarmteStad

- [TERMIS](#); simulatie en management van warmtenetten.

### KWR

- [Power-to-X](#); simulatie op basis van uurwaarden van een lokaal energiesysteem, inclusief duurzame opwekking, productie en opslag van waterstof en distributie van warmte

## 7 Conclusies & Aanbevelingen

De doelen van het COHEASY project zijn (1) het vaststellen van de kritische prestatie indicatoren en deze in de praktijk benutten bij ontwerpevaluaties van flexibele warmtesystemen, en (2) het verder uitwerken van het eWarmteflexprincipe voor het verbinden van de warmte- en elektriciteitssector. Conclusies ten aanzien van deze doelen worden in aparte secties besproken, gevolgd voor suggesties voor vervolgonderzoek.

De evaluatie van de casussen levert specifieke informatie op over het ontwerp en gevoeligheidsanalyse van deze warmtesystemen. De conclusies en aanbevelingen zijn daarom specifiek gerelateerd aan deze casussen. Toch vermelden we ze hier, omdat de kennis die hieruit voortvloeit inzicht geeft die deze casussen overstijgt, en ook bij andere warmtesystemen benut kan worden.

### 7.1 Conclusies KPI's en ontwerpevaluaties warmtesystemen

1. *De kritieke prestatie-indicatoren voor flexibele warmtesystemen zijn niet anders dan voor warmtesystemen zonder warmteopslag of P2H.*

In overleg met de klankbordgroep zijn de kritieke prestatie-indicatoren (KPI's) voor optimalisatie van warmtesystemen met meerdere (LT)-bronnen, warmteopslag, dagbuffering en P2H opgesteld. De KPI's zijn in feite niet anders dan voor andere warmtesystemen zonder warmteopslag of P2H. Op hoofdlijnen is het belangrijk om te weten of de warmte betaalbaar is (TCO en/of LCOE), hoe duurzaam de warmte is (emissies van zowel CO<sub>2</sub> als NO<sub>x</sub>) en of de levering betrouwbaar is (buiten scope COHEASY). De resultaten uit de cases laten zien dat de vastgestelde KPI's nuttig zijn bij het uitvoeren van ontwerpevaluaties voor warmtesystemen met seizoensopslag, dagbuffers en Power-to-heat (P2H) met behulp van een (industriële) warmtepomp.

2. *Zonthermie maakt de warmtecentrale van WarmteStad duurzamer en zal onder de juiste voorwaarden de business-case verbeteren.*

Het aandeel hernieuwbare warmte dat WarmteStad kan leveren door de toevoeging van zonnewarmte wordt in onze berekeningen 17% hoger. De toevoeging van een ondergrondse warmteopslag en een intelligente regeling gaat er naar verwachting voor zorgen dat dit effect groter wordt. Hoewel onze berekeningen laten zien dat de business-case van toevoeging van zonnewarmte licht ongunstig is (LCOE neemt toe van 53 naar 57 euro/MWh) is het onze verwachting dat door stijgende gasprijzen en emissieprijsen in de aankomende jaren de business-case voor zonthermie enkel beter zal worden. Voor deze casus is gerekend met een gasprijs van 56 euro/MWh en een emissieprijs van 55 euro/ton CO<sub>2</sub>. Met de aardgasprijs gepubliceerd door CBS voor 2021 (101 euro/MWh) en de emissieprijs uit het EU-emissiehandelsplatform voor 2022 (85 euro/ton CO<sub>2</sub>) zien we dat de LCOE zonder zonnepanelen (85 euro/MWh) hoger is dan die met 24.000 zonnepanelen (82 euro/MWh).

3. *Brandstofcellen zijn onder de huidige marktcondities geen interessante optie voor de warmtecentrale.*

Brandstofcellen leveren een grote en positieve bijdrage aan het aandeel hernieuwbare energie dat kan worden geleverd door WarmteStad, de duurzame fractie neemt daardoor toe van 0,58 tot 0,74. Onze modelberekeningen laten echter zien dat de prijs van groene waterstof (gerekend met 5 euro/kg) in verhouding tot de gasprijs (gerekend met 56 euro/MWh) en emissieprijs (gerekend met 55 euro/ton CO<sub>2</sub>) tot 2030 geen interessante business-case oplevert. De LCOE voor een systeem met brandstofcellen (74



euro/MWh) hoger is dan de base case (57 euro/MWh). Het gradueel lager worden van de waterstofprijzen en het stijgen van de gasprijzen en emissieprijsen kan hier in de toekomst verandering in brengen.

4. *Een hogere warmtepomptemperatuur in het TED-systeem van De Binckhorst leidt tot een gunstigere energieverdeling tussen woningen en warmtepompexploitant.*

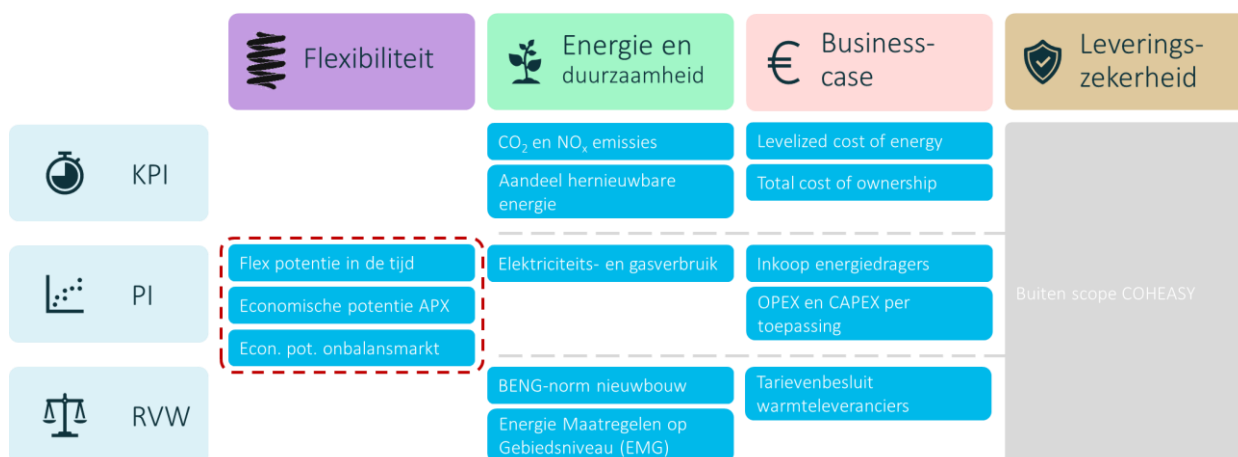
Zowel de energie als financiële KPI's van het TED systeem voor de Binckhorst verbeteren iets bij het instellen van een hogere warmtepomptemperatuur (30°C of 35°C in plaats van 25°C). Echter, de verschillen zijn ca 70 MWh, 2% van de totale elektriciteitsvraag. Het belangrijkste verschil zit vooral in de verdeling van de elektriciteitsvraag tussen huishoudens en exploitant van de warmtepomp. Een hogere warmtepomptemperatuur vergroot de elektriciteitsvraag aan de kant van de warmtepomp exploitant (met max. 400 MWh per jaar, ca 10% van de totale elektriciteitsvraag) terwijl de woningen hun elektriciteitsvraag met ongeveer dezelfde hoeveelheid verlagen. Dit kan gunstig zijn vanuit maatschappelijk perspectief, omdat de bewoners minder energielasten hebben, de elektriciteitsvraag van de warmtepomp beter past bij het duurzame energiepatroon (meer in de zomer), het meer mogelijkheden biedt voor flexibele aansturing en energie onder grootverbruik tarief kan worden ingekocht.

5. *Een TED systeem is net wat duurzamer dan een TEO systeem bij de Binckhorst, verschillen in kosten zijn niet doorslaggevend.*

Als een TED en TEO systeem met elkaar worden vergeleken dan blijkt dat in de Binckhorst casus het TEO systeem over het algemeen meer stroom gebruikt (ca 200 MWh/jaar of 5% meer) dan het TED systeem. Het TEO systeem kan namelijk in de winter alleen warmte uit de OBES kan halen, terwijl het TED systeem ook in de winter nog de warmte gedeeltelijk direct kan produceren. De direct geproduceerde warmte is 4-10°C hoger in temperatuur dan OBES, waardoor de COP van de warmtepompen in de woningen hoger is en de totale elektriciteitsvraag lager is dan bij TEO. Het TEO systeem op 25°C vormt hierop een uitzondering omdat in dit geval deels zonder tussenkomst van de warmtepomp warmte uit oppervlaktewater kan worden gewonnen. Qua financiële KPI's zijn de verschillen klein, alle scenario's zitten in de range van 23,9-27,4 €/MWh warmte. TED is licht in het voordeel met 1 €/GJ voor de 30°C en 35°C scenarios, TEO is in het voordeel met 1,5 €/GJ bij het 25°C scenario doordat de warmtepomp daar minder nodig is. Echter, uit de analyse blijkt vooral dat de financiële aspecten niet doorslaggevend zijn in keuze voor TED of TEO. De beslissing kan beter worden genomen vanuit energetisch perspectief, of omdat bijvoorbeeld op een nabijgelegen locatie ook TEO ingezet kan worden, maar geen TED. Een combinatie van beide systemen is ook mogelijk.

6. *De business case vanuit de exploitant is voor de Binckhorst concurrerender dan vanuit het systeemperspectief.*

Vergelijking met andere studies naar kosten voor warmtesystemen liet zien dat de business case voor warmtelevering uit een TED installatie vanuit de exploitant gezien positief uitvalt (23,9-27,4 €/MWh) in vergelijking met TEO systemen (54-72 €/MWh). Het gaat dan alleen om het leveren van warmte aan het warmtesysteem. Als naar de volledige systeemkosten wordt gekeken inclusief OBES en warmtepompen in woningen (exclusief warmtenet) dan zijn de kosten 155-175 €/MWh, wat aan de hoge kant is ten opzichte van andere duurzame warmtesystemen zoals grondwaterwarmtepompen (53-111 €/MWh). Bij het realiseren van een duurzaam collectief systeem op lage temperatuur lijkt daarom sprake van een onrendabele top.



Figuur 22 Raamwerk van KPI's, PI's en randvoorwaarden (RVW) voor van warmtesystemen met meerdere (LT)-bronnen, warmteopslag, dagbuffering en P2H.

## 7.2 Conclusies eWarmteFlex

Het eWarmteFlex principe omvat het aansturen van de (industriële) warmte-opwekking op basis van de beschikbaarheid van duurzame elektriciteit, en richt zich daarmee op systeemintegratie op het gebied van warmte en elektriciteit. De potentie van het eWarmteFlex principe is doorgerekend voor de casus De Binckhorst in Den Haag. Uit onze analyses trekken we de volgende conclusies:

1. *Integratie tussen de warmte- en elektriciteitssector kan worden vergroot door het eWarmteFlex principe.* Juist bij systemen met lange termijn opslag zoals een OBES of HTO met een warmtepomp, is er veel vrijheid mogelijk in de aansturing van de warmtepomp. Bij De Binckhorst is dit het geval, en is er veel ruimte (35-62% van de vollasturen) om de warmtepomp op andere momenten in te zetten die beter aansluiten op de behoeftes in het elektriciteitssysteem, met weinig tot geen impact op de warmtelevering. Bij Warmtestad zijn er mogelijkheden om elektriciteit af te nemen op momenten van invoedingscongestie, door de warmtepompen te laten draaien op elektriciteit uit het net in plaats van uit de WKK's. De dagbuffer zou dan gevuld kunnen worden en later benut. Ook de WKK's zelf zouden anders ingezet kunnen worden door op momenten van krapte op het net juist stroom te produceren, net zoals gebeurt in de glastuinbouw.
2. *Flexibiliteit in warmtesystemen kan op verschillende manieren worden gedefinieerd en heeft daarom een driedelige definitie.* Gezien flexibiliteit op meerdere aspecten kan aangrijpen (energie kan er bijvoorbeeld schoner en/of betaalbaarder van worden), is flexibiliteit als aparte categorie gedefinieerd naast duurzaamheid, betaalbaarheid en betrouwbaarheid (Figuur 22). De term flexibiliteit kan op verschillende manieren gedefinieerd worden. In de verbinding tussen de warmte en elektriciteitssector hebben wij gekozen voor een driedelige definitie die de flexibiliteit van warmtesystemen beschrijft 1) vermogen dat beschikbaar is om te verschuiven in de tijd, 2) economische potentie door flexibel handelen op de day-ahead markt en 3) economische potentie op de balancerende markten. Op deze manier worden de verschillende facetten in kaart gebracht en kan de potentie worden gekwantificeerd.
3. *Warmtesystemen kunnen financiële baat hebben bij een meer flexibelere aansturing* Voor De Binckhorst in Den Haag is de flexibiliteitspotentie 35-62% van de vollasturen van de warmtepomp. Met de huidige prijzen zou middels perfect forecasting ca 13% van de elektriciteitskosten van de

warmtepomp kunnen worden bespaard, oplopend tot 50% in 2035. De verwachting is dat er ook kostenbesparingen mogelijk zijn bij vergelijkbare warmtesystemen met warmtepompen en opslag. Bij het ontwerpen van een warmtesysteem met opslag wordt daarom aanbevolen flexibiliteit mee te nemen in het systeemontwerp, door te kijken naar temperatuurniveaus, de grootte van een warmtepomp, warmtebuffer en/of seizoensopslag.

4. *Warmtesystemen met P2H en opslag kunnen een beperkte rol spelen op de balancerende markten*  
Specifiek voor systemen met warmtepompen (met of zonder opslag) geldt dat zij waarschijnlijk het beste in gezamenlijkheid kunnen inbieden op de balancerende markten. Er kan in de meeste gevallen niet symmetrisch worden ingeboden (evenveel op- als afschakelen) wat de potentie kleiner maakt. Ook zijn niet alle markten voor flexibiliteit geschikt, omdat warmtepompen met ca. 20% van het vermogen per minuut op- en af kunnen schakelen [33]. De FCR markt is daarom voor warmtepompen minder geschikt, voor die markt wordt een responstijd van maximaal 30 seconde verwacht. De aFRR markt zou wel geschikt kunnen zijn.
5. *Belemmeringen voor aanbieden van flexibiliteit zijn zowel technisch- als (momenteel) niet-technisch*  
Uit gesprekken met partijen en literatuur is naar voren gekomen dat het aanbieden van flexibiliteit vanuit warmtesystemen aan het elektriciteitssysteem op verschillende belemmeringen stuit.
  - a) Warmtepompen zijn niet in staat om snel op- en af te schakelen en daarmee niet heel gemakkelijk flexibel in te zetten. Daarnaast geven beheerders ook de voorkeur aan een zo constant mogelijke bedrijfsvoering met het oog op de levensduur van de apparatuur.
  - b) Warmteleveranciers die flexibiliteit kunnen aanbieden hebben deze mogelijkheid niet hoog op de prioriteitenlijst staan; de bedrijfsvoering mag niet in het gedrang komen.
  - c) Vaste stroomcontracten maken het (op dit moment) onaantrekkelijk om na te denken over flexibiliteit.

## 7.3 Vervolgonderzoek

Het COHEASY project heeft nieuwe inzichten oplevert, zowel vrij algemeen als specifiek uit de verschillende casussen. In deze sectie benoemen we mogelijke richtingen voor verder onderzoek.

### 7.3.1 Algemene onderzoeksvragen

- De aansturing van warmtesystemen wordt gaandeweg complexer naarmate er meer warmtebronnen, conversiestappen en faciliteiten voor energieopslag worden toegevoegd. De flexibiliteit die daarmee wordt ontsloten zorgt voor meer vrijheid in de aansturing. In het COHEASY project hebben we de fundering gelegd om een optimalisatie van de aansturing van warmtesystemen uit te voeren. De concrete uitwerking daarvan is onderwerp van vervolgonderzoek.
- Binnen het COHEASY project is in overeenstemming met de klankbordgroep vastgesteld dat de warmtesystemen in grote lijnen worden beoordeeld op de criteria duurzaamheid en energie, business-case en leveringszekerheid. Deze criteria kunnen nog verder worden uitgebreid zoals omschreven door van Wijk et al. [37] die de volgende eigenschappen van een wenselijk toekomstig energiesysteem benoemd: Schoon, Betaalbaar, Betrouwbaar, Circulair, Zekerheid van energieaanbod, Zekerheid van materialenaanbod, Veilig en Rechtvaardig. Door gebruik te maken van dit raamwerk kunnen we tot een verbreding van de KPI's komen.

### 7.3.2 Onderzoeksvragen uit casussen

- In de casus van WarmteStad zijn een aantal versimpelingen aangebracht om de modelstudies mogelijk te maken. De ondergrondse warmteopslag is buiten beschouwing gelaten, en de aansturing van de assets en het eigenaarschap van de verschillende installaties zijn versimpeld. Wij adviseren om het systeem in meer detail te modelleren, zowel op technisch als op socio-economisch vlak, om op basis daarvan meer stellige conclusies te kunnen trekken over de geschiktheid van mogelijke aanvullende warmtebronnen.
- WKK's worden al lange tijd in de tuinbouw ingezet als flexibele bron van warmte en CO<sub>2</sub>, waarbij de elektriciteit via het net wordt verkocht. In 2021 produceerde de glastuinbouw bijna 10% van de totale hoeveelheid gebruikte elektriciteit in Nederland [38]. Flexibele inzet met warmteopslag zorgt ervoor dat een WKK bij tuinders en kwekers nagenoeg kostenneutraal kan draaien [39]. Op basis hiervan is het interessant om te onderzoeken of een dergelijk verdienmodel ook toe te passen is voor WarmteStad, aangezien zij ook gebruik maken van WKK's en warmteopslag. Inzicht in dit verdienmodel biedt tevens belangrijke handvatten in de overweging over een mogelijke overstap naar WKK's op waterstof of brandstofcellen wanneer WarmteStad wil of moet stoppen met de inzet van aardgas.
- Het hoofddoel van de ondergrondse warmteopslag die WarmteStad zal realiseren is het opslaan van zonnewarmte en restwarmte van datacentra. De warmte kan niet direct geleverd worden aan de afnemers, maar dient als warmtebron voor een of meerdere warmtepompen. Zodoende kan een eventuele bijdrage van de ondergrondse warmteopslag aan flexibele operatie niet los gezien worden van de inzet van deze warmtepompen. De bijdrage van de ondergrondse warmteopslag aan flexibele operatie zijn een onderwerp om verder te bestuderen om meer inzicht te krijgen in flexibiliteit bij complexe warmtesystemen.
- In de casus van De Binckhorst bleek uit de ontwerpevaluatie met hogere warmtepomp temperaturen dat de temperatuur in het OBES systeem veel varieert door combinatie van warmte uit de warmtepomp en uit de woningen (bij koelen). Door een meer constante temperatuur in het OBES systeem na te streven kan de werking verder worden verbeterd. Een mogelijkheid zou zijn om tijdens het koelen van woningen de retourstroom waar mogelijk eerst langs de warmtepomp te leiden om de temperatuur te verhogen alvorens deze in het OBES systeem wordt opgeslagen. Een andere interessante optie zou kunnen zijn om een triplet systeem uit te werken [40] waarbij de warmte uit de warmtepomp in een bron van hogere temperatuur wordt opgeslagen dan de warmte die terugkomt na het koelen van woningen. Wij adviseren om de prestaties van een dergelijk systeem nader te onderzoeken gezien het grote belang van de levering van warmte en koude in de gebouwde omgeving.
- Naast de temperatuurniveaus is nog verdere verbetering van het OBES systeem binnen het Binckhorst scenario mogelijk. Nu is gezocht naar een efficiënt gebruik waardoor de efficiëntie vrij hoog is, maar de temperatuur wel vrij veel terug loopt en dit heeft invloed op het ontrekkingsvolume en dus het aantal putten wat samenhangt met de kosten. Daarbij kunnen ook nieuwe inzichten over de warmtevraag van de woningen worden meegenomen, de verwachting is de warmtevraag van deze woningen lager zal uitvallen met de huidige BENG-eisen dan waarmee eerder is gerekend door IF Technology, dit heeft dan ook invloed op de onbalans in het systeem en de hoeveelheid regeneratie. Wij adviseren verder onderzoek naar de mogelijkheden om een dergelijk warmtesysteem te verbeteren.
- Het systeem van De Binckhorst is vrij kostbaar, maar de warmtelevering uit de waterberging is wel concurrerend met andere warmtebronnen. Er zou onderzocht kunnen worden in hoeverre de warmtevraag kan worden ingevuld vanuit de waterberging met warmtebuffer, maar zonder tussenkomst van de OBES. In hoeverre kan de warmtevraag dan worden ingevuld en welke invloed heeft dit op de kosten? Koude leveren zonder OBES is echter wel lastig, dus het is de vraag of dit uiteindelijk een beter systeemontwerp oplevert.

## 8 Literatuur

- [1] Netbeheer Nederland, "Landelijk Actieprogramma Netcongestie," 2022 [Online]. Available: [https://www.netbeheernederland.nl/\\_upload/Files/Actieplan\\_voor\\_meer\\_ruimte\\_op\\_het\\_net\\_\\_sneller\\_bouwen\\_\\_slimmer\\_gebruiken\\_en\\_flexibeler\\_afnemen\\_\\_261.pdf](https://www.netbeheernederland.nl/_upload/Files/Actieplan_voor_meer_ruimte_op_het_net__sneller_bouwen__slimmer_gebruiken_en_flexibeler_afnemen__261.pdf)
- [2] H. Ümitcan Yilmaz, D. Keles, A. Chiodi, R. Hartel, and M. Mikuli, "Analysis of the power-to-heat potential in the European energy system," vol. 20, pp. 6–19, 2018, doi: 10.1016/j.esr.2017.12.009.
- [3] Overheid.nl, "Wet collectieve warmtevoorziening," 2020. [Online]. Available: <https://www.internetconsultatie.nl/warmtewet2>
- [4] RVO, "Energieprestatie indicatoren - BENG," 2022. [Online]. Available: <https://www.rvo.nl/onderwerpen/wetten-en-regels-gebouwen/beng/indicatoren>
- [5] ACM, "Tarievenbesluit warmteleveranciers 2023," 2022. [Online]. Available: <https://www.acm.nl/nl/publicaties/tarievenbesluit-warmteleveranciers-2023>
- [6] DNV, "HYDROGEN FORECAST TO 2050 Energy Transition Outlook 2022," 2022 [Online]. Available: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050.html>
- [7] *DACE Sustainable measures, building services - Price Booklet*. [Online]. Available: <https://dacepricebooklet.com/>
- [8] A. Kampker, H. Heimes, M. Kehrler, S. Hagedorn, P. Reims, and O. Kaul, "Fuel cell system production cost modeling and analysis," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 248–255, 2023, doi: 10.1016/j.egy.2022.10.364. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.364>
- [9] B. Scholten, "De Binckhorst Den Haag - Energietransitie visie," 2019 [Online]. Available: <https://imbinck.nl/wp-content/uploads/De-Binckhorst-Den-Haag-Energievisie-basis-scenarios-definitief.pdf>
- [10] A. Moerman, "Q&A Aquathermie en Thermische Energie uit Drinkwater (TED)," 2022. [Online]. Available: [https://www.kwrwater.nl/projecten/qa-aquathermie-ted-voor-de-drinkwatersector/#\\_ftn12](https://www.kwrwater.nl/projecten/qa-aquathermie-ted-voor-de-drinkwatersector/#_ftn12)
- [11] PBL, "Functioneel ontwerp Vesta Mais 5.0," no. april, 2021 [Online]. Available: <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-functioneel-ontwerp-vesta-mais-5.0-4583.pdf>
- [12] S. Beltman and A. Wijnia, "Ontwerpnota energie uit drinkwater (TED) Trekvliet Den Haag," Arnhem, 2021.
- [13] SKAO, Stimular, Connekt, Milieu Centraal, and Ministerie van Infrastructuur en Milieu, "CO2 emissiefactoren," 2022. [Online]. Available: <https://co2emissiefactoren.nl/>
- [14] Werkgroep Discontovoet, "Rapport werkgroep discontovoet 2020," p. 95, 2020.
- [15] R. Cardose, T. van der Velden, J. Westerweel, F. Niewold, and R. Molenaar, "Gedetailleerde kostenberekening aquathermie - Varianten onderzoek en gedetailleerde kostenberekeningen" [Online]. Available: <https://www.warmingup.info/documenten/gedetailleerde-kostenberekening-aquathermie.pdf>
- [16] A. Fockert *et al.*, "Aquathermie configuraties - Overzicht TEO, TED en TEA door middel van factsheets, kostenkanten en beslisbomen," 2021 [Online]. Available: <https://www.warmingup.info/documenten/aquathermie-configuraties.pdf>
- [17] EnergiNet and T. D. E. Agency, "Technology Data Energy Storage," 2020 [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>
- [18] E. van der Roest, S. Beernink, N. Hartog, J. P. van der Hoek, and M. Bloemendal, "Towards Sustainable Heat Supply with Decentralized Multi-Energy Systems by Integration of Subsurface Seasonal Heat Storage," *Energies*, vol. 14, no. 23, p. 7958, Nov. 2021, doi: 10.3390/en14237958. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/23/7958>
- [19] E. van der Roest, L. Snip, M. Bloemendal, and A. van Wijk, "Power-to-X," Nieuwegein, KWR 2018.032, 2018 [Online]. Available: <https://library.kwrwater.nl/publication/56051448/>
- [20] E. van der Roest, L. Snip, T. Fens, and A. van Wijk, "Introducing Power-to-H3: Combining renewable electricity with heat, water and hydrogen production and storage in a neighbourhood," *Appl. Energy*, vol. 257, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114024. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114024>
- [21] E. van der Roest, T. Fens, M. Bloemendal, S. Beernink, J. P. van der Hoek, and A. J. M. van Wijk, "The Impact of System Integration on System Costs of a Neighborhood Energy and Water System," *Energies*, vol. 14, no. 9, p. 2616, May 2021, doi: 10.3390/en14092616. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/9/2616>
- [22] EPA, "Air Emissions Factors and Quantification - AP 42, Fifth Edition, Volume I Chapter 1: External

- Combustion Sources,” 2023. [Online]. Available: <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-fifth-edition-volume-i-chapter-1-external-0>
- [23] Department for Energy Security and Net Zero and Department for Business Energy & Industrial Strategy, “Combined Heat and Power (CHP) environmental aspect.” GOV.UK, 2021 [Online]. Available: <https://www.gov.uk/government/publications/combined-heat-and-power-chp-environmental-aspect>
- [24] M. Tawalbeh, S. Alarab, A. Al-Othman, and R. M. N. Javed, “The Operating Parameters, Structural Composition, and Fuel Sustainability Aspects of PEM Fuel Cells: A Mini Review,” *Fuels*, vol. 3, no. 3, pp. 449–474, 2022, doi: 10.3390/fuels3030028.
- [25] Y. Cui *et al.*, “Techno-economic assessment of the horizontal geothermal heat pump systems: A comprehensive review,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 191, no. February, pp. 208–236, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.04.018. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.04.018>
- [26] IEA, “Levelized cost of heating (LCOH) for consumers, for selected space and water heating technologies and countries,” 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelized-cost-of-heating-lcoh-for-consumers-for-selected-space-and-water-heating-technologies-and-countries>
- [27] S. Nielsen *et al.*, *Handbook for increased recovery of urban excess heat*. ReUseHeat Project, Grant Agreement 767429, European Commission, 2022 [Online]. Available: <https://www.euroheat.org/static/378761b4-2d76-48ef-a77a73730832b05a/ReUseHeat-Handbook-For-Increased-Recovery-of-Urban-Excess-Heat.pdf>
- [28] International Renewable Energy Agency (IRENA), “DEMAND-SIDE FLEXIBILITY FOR POWER SECTOR,” Abu Dhabi, 2019 [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Dec/IRENA\\_Demand-side\\_flexibility\\_2019.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Dec/IRENA_Demand-side_flexibility_2019.pdf)
- [29] Agora Energiewende, “A word on Flexibility,” Berlin, 2018 [Online]. Available: [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/A\\_word\\_on/Agora\\_Energiewende\\_a-word-on\\_flexibility\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/A_word_on/Agora_Energiewende_a-word-on_flexibility_WEB.pdf)
- [30] R. van Gerwen, H. de Heer, N. Jansen, and A. van der Veen, “Flexibiliteit in de gebouwde omgeving : wegwijzer voor ondernemers,” 2021 [Online]. Available: [https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Urban energy/publicaties/TKI rapport\\_Flexibiliteit in de gebouwde omgeving\\_Feb2021.pdf](https://www.topsectorenergie.nl/sites/default/files/uploads/Urban%20energy/publicaties/TKI_rapport_Flexibiliteit%20in%20de%20gebouwde%20omgeving_Feb2021.pdf)
- [31] FHP project, “Flexible Heat and Power, Connecting heat and power networks by harnessing the complexity in distributed thermal flexibility,” 2017 [Online]. Available: [http://cordis.europa.eu/project/rcn/206238\\_en.html](http://cordis.europa.eu/project/rcn/206238_en.html)
- [32] TenneT, “aFRR Pilot end report,” pp. 1–37, 2021 [Online]. Available: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/SO\\_NL/aFRR\\_pilot\\_end\\_report.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/aFRR_pilot_end_report.pdf)
- [33] N. Hovenga, “Dynamic Characteristics of Industrial Heat Pump Operation,” Delft University of Technology, 2021 [Online]. Available: <http://resolver.tudelft.nl/uuid:25adc273-6d05-4a98-9319-be64d8e30bb8>
- [34] C. de Jong, “Kyos course - The financials of renewable power and PPA contracts.” Kyos, 2020.
- [35] H. van der Lugt, ““Daltarief in de toekomst naar de dag?,” 2022. [Online]. Available: <https://energeia.nl/energeia-artikel/40100821/daltarief-in-de-toekomst-naar-de-dag>
- [36] C. Jongsma, L. Van Cappellen, and J. Vendrik, “Omslagpunt grootschalige batterijopslag Achtergrondrapport,” Delft, 2021 [Online]. Available: [https://ce.nl/wp-content/uploads/2022/01/CE\\_Delft\\_210361\\_Omslagpunt\\_grootschalige\\_batterijopslag\\_Hoofdrapport\\_Def.pdf](https://ce.nl/wp-content/uploads/2022/01/CE_Delft_210361_Omslagpunt_grootschalige_batterijopslag_Hoofdrapport_Def.pdf)
- [37] A. J. M. van Wijk, E. van der Roest, and J. Boere, *Green Energy for all [In press]*. 2023.
- [38] Glastuinbouw Nederland, “WKK, wat is dat precies?,” 2022. [Online]. Available: <https://www.glastuinbouwnederland.nl/publiek/home/glastuinbouw/wat-is-glastuinbouw/wkk/>
- [39] A.G. Smit, “Energieoplossing voor tuinders en kwekers,” 2023. [Online]. Available: <http://www.agsmitservices.nl/energy-services/energieoplossing-tuinders-kwekers/>
- [40] M. Bloemendal, A. Van Wijk, and N. Hartog, “Verwarming en koeling zonder warmtepomp met WKO-triplet,” *H2O*, no. december 2017, pp. 1–9 [Online]. Available: <https://www.h2owaternetwerk.nl/vakartikelen/verwarming-en-koeling-zonder-warmtepomp-met-wko-triplet>
- [41] J. van den Beukel, “Met slecht gevulde gasopslagen de winter in: een hachelijk avontuur,” *Energeia*, 2021. [Online]. Available: <https://energeia.nl/trilemma/40100303/met-slecht-gevulde-gasopslagen-de-winter-in-een-hachelijk-avontuur>
- [42] O. Kaya, “Hierarchical MPC for Energy Management of Multi-Energy Systems,” Delft University of Technology, 2020 [Online]. Available: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid%3A28157eaa->

- 7b4d-456c-8402-db00f651a12f
- [43] O. Kaya, E. van der Roest, D. Vries, and T. Keviczky, "Hierarchical Model Predictive Control for Energy Management of Power-to-X Systems," in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Oct. 2020, pp. 1094–1098, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248892 [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/9248892/>
  - [44] A. van der Veen, A. van den Noort, and K. Kranenburg-Bruinsma, "Marktpotentie groene waterstof productiefaciliteiten," Arnhem, 2018 [Online]. Available: [https://www.enpuls.nl/media/2346/eindrapport-module-2\\_-\\_marktpotentie-waterstof-uit-electrolyse\\_-\\_enpuls.pdf](https://www.enpuls.nl/media/2346/eindrapport-module-2_-_marktpotentie-waterstof-uit-electrolyse_-_enpuls.pdf)
  - [45] CE Delft, "Omslagpunt grootschalige batterijopslag - Hoofdrapport," 2021 [Online]. Available: <https://ce.nl/publicaties/omslagpunt-grootschalige-batterijopslag/>
  - [46] TenneT, "End report FCR pilot," pp. 1–35, 2018 [Online]. Available: <https://www.tennet.eu/electricity-market/ancillary-services/fcr-documents/>
  - [47] Next Kraftwerke, "Balanceringsenergie," 2022. [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.nl/producten/balanceringsenergie>
  - [48] TenneT, "Manual aFRR for BSPs Rules and procedures for aFRR delivery," 2022 [Online]. Available: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/SO\\_NL/aFRR\\_manual\\_for\\_BSPs\\_en.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/aFRR_manual_for_BSPs_en.pdf)
  - [49] TenneT, "Onbalansprijsystematiek," 2022 [Online]. Available: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/SO\\_NL/Onbalansprijsystematiek.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/Onbalansprijsystematiek.pdf)
  - [50] TenneT, "Noodvermogen," p. 6, 2020 [Online]. Available: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/SO\\_NL/mFRRda\\_-\\_Brochure\\_noodvermogen.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/SO_NL/mFRRda_-_Brochure_noodvermogen.pdf)
  - [51] TenneT, "Annual Market Update," 2022 [Online]. Available: [https://www.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/Company/Publications/Technical\\_Publications/Annual\\_Market\\_Update\\_2021.pdf](https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Annual_Market_Update_2021.pdf)

## Bijlage A – PI's economische resultaten Binckhorst

Tabel 14 PI – Business case breakdown vanuit Dunea/exploitant

	HP-25 TED	HP-30 TED	HP-35 TED	HP-25 TEO	HP-30 TEO	HP-35 TEO
Gemiddelde geleverde warmte vanuit warmtepomp (MWh)	9,136	9,574	9,649	9,375	9,704	9,709
Gemiddelde kosten capex (obv alpha factor, €/jaar)	147,875	147,875	147,875	137,792	137,792	137,792
Gemiddelde kosten onderhoud (€/jaar)	22,000	22,000	22,000	39,250	39,250	39,250
Gemiddelde kosten energie (€/jaar)	62,902	71,642	83,382	47,343	76,746	86,624
LCOE exclusief emissiekosten (€/MWh)	25.5	25.2	26.3	23.9	26.2	27.4
Emissies (ton CO <sub>2</sub> )	76	85	97	57	86	97
Emissiekosten (€/jaar)	7,563	8,485	9,661	5,749	8,559	9,686

Tabel 15 PI – Totale business case (maatschappelijke kosten), inclusief warmtepomp, buffer, OBES systeem en decentrale warmtepompen in woningen

	HP-25 TED	HP-30 TED	HP-35 TED	HP-25 TEO	HP-30 TEO	HP-35 TEO
Gemiddelde geleverde warmte vanuit warmtepomp (MWh)	14,320	14,320	14,320	14,320	14,320	14,320
Gemiddelde kosten capex (obv alpha factor, €/jaar)	738,800	722,475	717,370	713,345	698,545	702,630
Gemiddelde kosten onderhoud (€/jaar)	184,140	176,140	173,640	199,360	192,110	194,110
Gemiddelde kosten energie (€/jaar)	1,397,650	1,300,580	1,218,270	1,458,575	1,397,560	1,333,685
LCOE exclusief emissiekosten (€/MWh)	162	154	147	166	160	156
Emissies (ton CO <sub>2</sub> )	1,271	1,185	1,115	1,320	1,270	1,211
Emissiekosten (€/jaar)	127,134	118,570	111,355	132,100	126,775	121,110



## Bijlage B – Beschrijving balancerende markten

Voor de DSO (Distributiesysteem operator - regionale netbeheerder; Liander, Enexis, Stedin, Rendo)

- Controle over het voltage – Bij bijvoorbeeld veel invoeding van zonnestroom loopt de spanning op het net op en er kan minder stroom worden ingevoerd. Extra belasting achter een aansluiting (door bijvoorbeeld een batterij/elektrolyser/warmtepomp) kan de spanning weer naar beneden brengen en meer zonnestroom benutten. Voltage control is lastig te kwantificeren [44].
- Congestiemanagement - flexibiliteit als alternatief voor netverzwaring [44].  
Opbrengst; activatievergoeding in MWh, beschikbaarheidsvergoeding in MW/tijdseenheid. In 2019 is hiervoor het GOPACS congestiemanagement platform opgezet door de Nederlandse Netbeheerders, waarbij er een samenwerking is tussen congestie op lokaal (DSO) niveau en balanshandhaving op centraal (TSO) niveau. De handel is gekoppeld aan de intraday markt. Meedoen heeft zin als er in het gebied waar jouw bedrijf/installatie staat sprake is van lokale congestie, lokale netbeheerders (DSOs) doen momenteel nog pilots met het platform, vanaf 2023 wordt het gebruik van GOPACS naar verwachting meer structureel [45].

Voor de TSO (transmissiesysteem operator - Tennet in NL)

- Frequency containment reserve (FCR) ofwel spinning reserve - reserveproduct dat als eerste geactiveerd wordt bij onbalans, door centrales of batterijen. De FCR werkt met minimaal 1 MW regelbaar vermogen en je moet binnen 30 seconden kunnen leveren (in de nabije toekomst wordt dit misschien 100 kW en < 1 MW [46]). De FCR wordt geveild per 4 uur capaciteitsvergoeding (MW vermogen), niet voor geleverde energie en het is een symmetrisch product, er moet dus zowel op- als afgeregeld kunnen worden. Het is de verwachting dat de FCR markt na 2030 verdwijnt, door de grote toename van elektrisch vervoer die deze dienst voor bijna niets zou kunnen aanbieden [44]. In 2021 lag de prijs rond de 20 euro/MW/hr [47].
- Regel- en reserve vermogen ofwel “automatische frequentieherstelreserve” (aFRR – automatic activated Frequency Restoration Reserve) - wind en zon wordt een steeds voornamere bron van onbalans. Primair wordt aFRR ingezet voor het herstellen van de balans, waarbij de prijs die betaald wordt voor inzet maatgevend is voor de onbalansprijs. Bij de levering van aFRR moet binnen 30 seconden gereageerd kunnen worden met minimaal 1 MW aan vermogen. De ramp-rate dient minimaal 20% per minuut te zijn (dus bij 1 MW minimaal 200 kW per minuut op- of afregelen). De biedingen moeten een dag van tevoren worden gedaan, waarbij een bepaald vermogen en volume worden ingeboden [48]. Dit kan zowel door gecontracteerde partijen (die moeten altijd een bepaald vermogen kunnen inbieden) als met vrije biedingen. Je krijgt een capaciteitsvergoeding (voor het beschikbaar houden van capaciteit, dit gaat dus om vermogen). Als je daadwerkelijk wordt geactiveerd ontvang je ook een activatievergoeding in euro/MWh. Je doet als partij (een BSP – Balance Responsible Party) dus een bod voor een bepaald vermogen en hoeveelheid energie voor een bepaalde prijs. Op basis van je plek in de merit order kan je uiteindelijk wel of niet geactiveerd worden. Je ontvangt dan altijd de hoogste/laagste geboden prijs (afhankelijk van of je op- of afregelt), ook als je zelf een voor een andere prijs had ingeboden [49]. De gemiddelde capaciteitsvergoeding voor aFRR was 9-13 euro/MWh [47]. De gemiddelde inzetprijzen(vergoeding) was in 2019 22-23 euro/MWh extra ten opzichte van de day-ahead prijs [30].

- Noodvermogen ofwel “frequentieherstelreserve met manuele activering” (mFRR – manually activated Frequency Restoration Reserve) - Wordt ingezet als regel- en reservevermogen onvoldoende zijn om balans in het net te herstellen of als de onbalans lang aanhoudt om aFRR weer beschikbaar te maken. De vergoeding voor inzet wordt bepaald op basis van een prijsformule, kent een minimum prijs en is altijd hoger dan de inzetprijs voor aFRR in hetzelfde kwartier. Geactiveerd vermogen dient binnen 15 minuten worden geleverd voor opregelen, en binnen 10 minuten voor afregelen. Contracten voor beschikbaarheid van noodvermogen worden dagelijks gesloten, het minimaal te contracteren vermogen per BSP is 20 MW (kan ook in een pool) [50]. De som van het vermogen voor aFRR en mFRR bedraagt minimaal de grootst mogelijke uitval in het Nederlands net, maar mogelijk ook meer als de analyse van onbalans in de voorgaande periode van 12 maanden daartoe aanleiding geeft. In 2021 zijn de prijzen voor beschikbaarheid van zowel aFRR als mFRR gestegen [51]. De gemiddelde capaciteitsvergoeding voor mFRR was 9-13 euro/MW/h [47]. De gemiddelde inzetprijzen(vergoeding) heeft een premium bovenop de aFRR, maar dit komt maar enkele tientallen keren per jaar voor, dus de extra verdiensten zijn niet erg significant [30].