



# Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten

Businesscase, potentieel en rol in  
energiesysteem

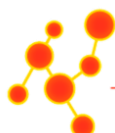


**CE Delft**

*Committed to the Environment*



Rijksdienst voor Ondernemend  
Nederland



**TKI URBAN ENERGY**

Topsector Energy

# Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten

Businesscase, potentieel en rol in energiesysteem

Dit rapport is geschreven door:  
Chris Jongasma, Joram Dehens, Marieke Nauta en Thijs Scholten

Delft, CE Delft, februari 2023

Publicatienummer: 23.220325.025

Deze rapportage is opgesteld in opdracht van RVO.nl voor de Topsector Energie, op verzoek van TKI Urban Energy.

Uw kenmerk: 202206095

Alle openbare publicaties van CE Delft zijn verkrijgbaar via [www.ce.nl](http://www.ce.nl)

Meer informatie over de studie is te verkrijgen bij de projectleider [Chris Jongasma](#) (CE Delft)

© copyright, CE Delft, Delft

## CE Delft

Committed to the Environment

CE Delft draagt met onafhankelijk onderzoek en advies bij aan een duurzame samenleving. Wij zijn toonaangevend op het gebied van energie, transport en grondstoffen. Met onze kennis van techniek, beleid en economie helpen we overheden, ngo's en bedrijven structurele veranderingen te realiseren. Al meer dan 40 jaar werken betrokken en kundige medewerkers bij CE Delft om dit waar te maken.



# Inhoud

	Samenvatting	6
1	Inleiding	8
	1.1 Aanleiding	8
	1.2 Doel	8
	1.3 Leeswijzer	8
2	Karakterisering technieken P2H+S	9
	2.1 Power-to-Heat-technieken	9
	2.2 Opslagtechnieken	10
	2.3 Hoe vergelijkt P2H+S zich met andere flextechnieken?	12
3	Elementen in businesscase	14
	3.1 Wanneer is er een positieve businesscase voor Power-to-Heat en opslag?	14
	3.2 Variabele kosten	15
	3.3 Vaste kosten	18
	3.4 Extra opbrengsten en besparingen P2H+S	20
	3.5 Conclusie: positie van P2H+S binnen warmtenet	23
4	De businesscase doorgerekend	25
	4.1 Toelichting rekenmodellen	25
	4.2 De businesscase voor P2H+S in 2030	26
	4.3 Onzekerheden voor 2030	31
	4.4 Doorkijk naar businesscase in 2050	33
5	P2H+S in breder perspectief	37
	5.1 Methode	37
	5.2 Gelijktijdigheid van vraagprofiel met opwek	37
	5.3 Effect op curtailment van hernieuwbare productie uit wind en zon	38
	5.4 Effect op de maximale elektriciteitsvraag uit centrales	39
	5.5 Effect op de CO <sub>2</sub> -uitstoot in Nederland	39
	5.6 Impact op de belasting op het elektriciteitsnet	41
	5.7 Beschouwing op resultaten	42
6	Technisch potentieel P2H+S	43
	6.1 Methode bepaling potentieel	43
	6.2 Potentieel Power-to-Heat en opslag in 2030	43
	6.3 Potentieel Power-to-Heat en opslag in 2050	45
	6.4 Discussie	46
	6.5 Conclusie: potentieel P2H+S significant op totale energievoorziening	46
7	Belemmeringen	47
	7.1 Technische belemmeringen	47



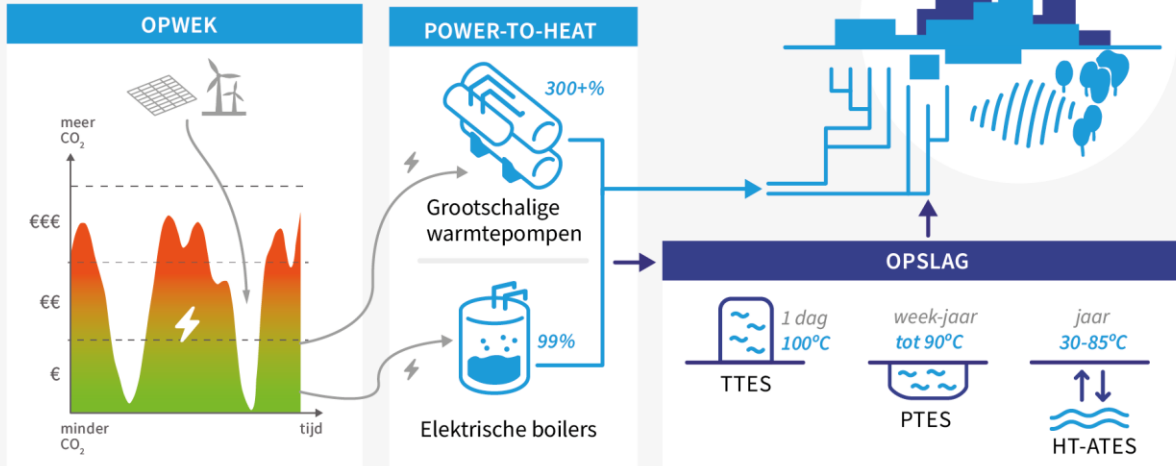
7.2	Financiële belemmeringen	48
7.3	Markt gerelateerde belemmeringen	49
7.4	Organisatorische belemmeringen	49
7.5	Regelgeving gerelateerde belemmeringen	50
8	Conclusies	52
8.1	De noodzaak van vraagsturing en opslag	52
8.2	De rol van Power-to-Heat en warmteopslag in het energiesysteem	52
8.3	Er is een aanzienlijk potentieel voor P2H+S	53
8.4	Belemmeringen	55
9	Beleidsaanbevelingen	56
9.1	Reken voor elektriciteit met een emissiefactor op kwartierbasis	56
9.2	Verbreed de stimulering voor verduurzaming van midden- en pieklast	56
9.3	Versnel de ontwikkeling van langetermijnwarmteopslag	57
9.4	Houd de deur open voor moleculen als piekvoorziening	57
	Referenties	58
A	Samenstelling klankbordgroep	61
B	Factsheets P2H-systemen	62
B.1	Elektrische boiler	62
B.2	Grootschalige warmtepomp	63
C	Factsheets opslagsystemen	65
C.1	Tank Thermal Energy Storage (TTES)	65
C.2	Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)	66
C.3	Pit Thermal Energy Storage (PTES)	68
D	Modellering elektriciteitsmarkt	70
D.1	Elektriciteitsvraag	70
D.2	Vermogens opwek	70
D.3	Vermogens centrales en verbod op kolenstook	71
D.4	Energie- en CO <sub>2</sub> -prijzen	71
E	Methode analyse potentieel	72
E.1	Stap 1: Ontwikkeling warmtenetten in 2030 en 2050	72
E.2	Stap 2: Selectie geschikte P2H+S-systemen	73
E.3	Stap 3: Technische geschiktheid	74
F	Karakteristieken warmtenet	75
G	Longlist warmteopslagtechnieken	77



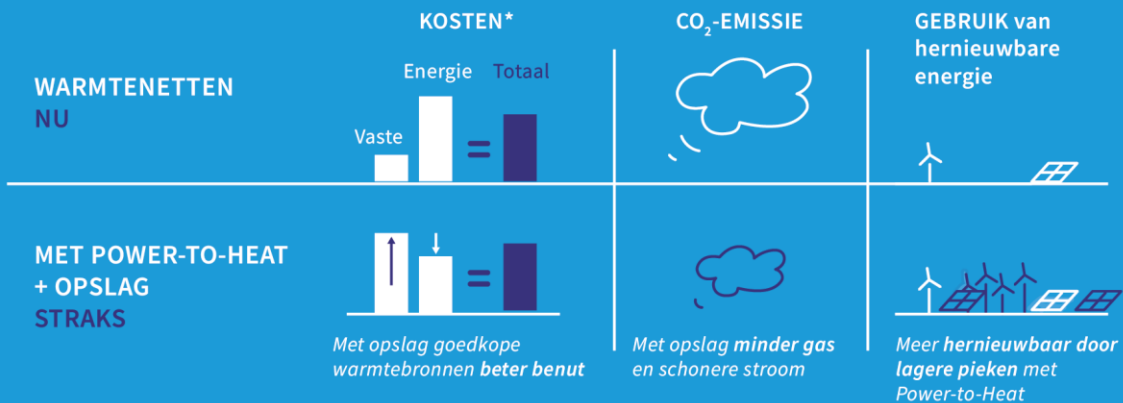


# Power-to-Heat en opslag in warmtenetten

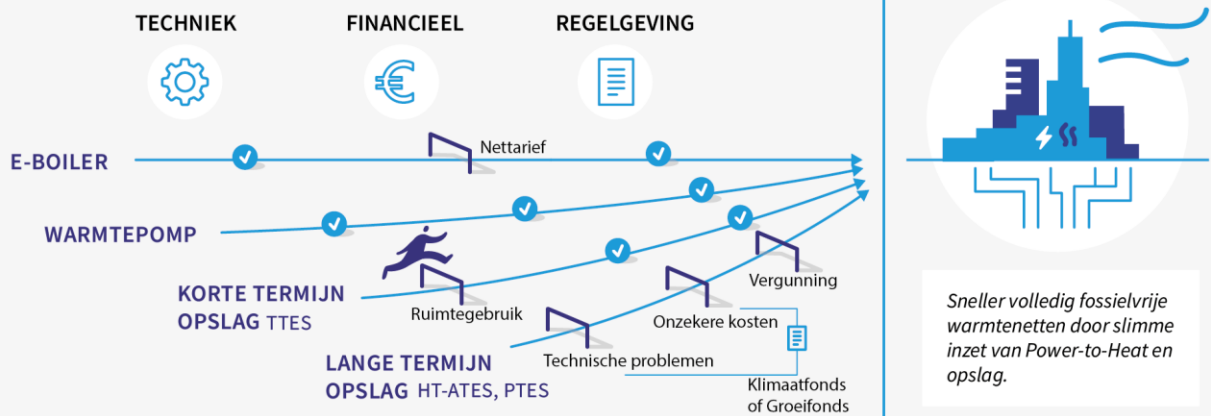
## Hoe werkt het?



## Wat zijn de voordelen?



## Welke barrières zijn er nog?



# Samenvatting

## Power-to-Heat en opslag als de volgende stap in de warmtetransitie

De energietransitie is goed op stoom met het verduurzamen van het energieaanbod en het energiegebruik in verschillende toepassingen. De volgende stap in de energietransitie is om vraag en aanbod meer integraal te gaan verduurzamen. Twee belangrijke manieren daarvoor zijn elektriciteit gebruiken wanneer er veel hernieuwbare opwek is en het toepassen van energieopslag. In de warmtesector kan dit door elektriciteit om te zetten naar warmte (Power-to-Heat, P2H) en die warmte op te slaan, zodat deze op een later tijdstip nuttig gebruikt kan worden.

In dit onderzoek richten we ons op de kansen voor het verduurzamen van warmtenetten met Power-to-Heat en warmteopslag. We beschouwen twee technieken voor Power-to-Heat: warmtepompen en elektrische boilers. Voor warmteopslag kijken we naar tankopslag (TTES), opslag in een geïsoleerd gat in de grond (PTES) en hogetemperatuuropslag in een ondergrondse waterlaag (HT-ATES).

Het doel van het onderzoek is om de werelden van elektriciteit en warmte met elkaar te verbinden door inzicht te bieden in de mogelijkheden en ontwikkeling van P2H en opslag (P2H+S). In dit onderzoek hebben we de businesscase en het technisch potentieel van P2H+S bepaald. Daarnaast hebben we de invloed op het elektriciteitssysteem in kaart gebracht door de elektriciteitsproductie en de bronnen in warmtenetten geïntegreerd te modelleren. Tot slot hebben we de barrières geanalyseerd en aan de hand daarvan beleidsaanbevelingen geformuleerd om P2H en opslag verder van de grond te krijgen.

## Beleid nodig voor langetermijnopslag

Warmteopslag voor periodes van weken, maanden of zelfs een heel jaar kan met PTES- en HT-ATES-systemen. Deze technieken bevinden zich in Nederland tot nu toe echter nog in de demonstratiefase en hebben allebei beperkingen met betrekking tot de locaties waar de systemen gebouwd kunnen worden. Beide technieken hebben nog technische beperkingen die opgelost moeten worden, de markt voor beide systemen is nog zeer beperkt. We raden EZK aan om een tijdelijke investeringssubsidie voor grootschalige langetermijnwarmteopslag in te stellen, om de techniek te ontwikkelen en de markt aan te jagen. Dit kan via de regeling 'Vroege fase opschaling' uit het Klimaatfonds of via een nieuw voorstel voor het Groeifonds. Verder raden we aan om de kaders voor vergunningverlening van bodemopslag-systemen verder te standaardiseren door de ontwikkeling van een toetsingskader.

## P2H+S heeft een nuttige systeemrol, onder de juiste voorwaarden

P2H+S helpt om overschotten uit zon en wind te benutten en het gebruik van aardgas te verminderen, zowel direct in het warmtenet als indirect in de elektriciteitssector. E-boilers en warmtepompen met opslag kunnen namelijk elektriciteit gebruiken als het goedkoop en dus schoon is, en verbruik vermijden op momenten dat het duur en dus vervuilend is.

Hiervoor is het ten eerste nodig dat de inzet flexibel kan zijn: e-boilers kunnen altijd flexibel worden ingezet omdat zij een extra voorziening zijn in een warmtenet, die niet nodig is voor de normale operatie. Warmtepompen zijn echter vaak één van de hoofd-

bronnen van een warmtenet en kunnen alleen flexibel worden ingezet als zij overcapaciteit en opslag hebben. Warmtepompen met een relatief groot vermogen ten opzichte van de warmtevraag kunnen dan ook wél goed flexibel ingezet worden. Ze slijten echter snel van veel starts en stops en hebben hoge investeringskosten, waardoor ze duur zijn om maar een gedeelte van de tijd in te zetten. Om ook duurzame bronnen met minder vollasturen rendabel te maken, bevelen we aan om de SDE++ aan te passen: verdere diversificering naar vollasturen, aanpassing van het subsidieplafond van 300 €/ton CO<sub>2</sub> en invoering van het minimale budget voor warmtetechnieken ('hekje').

Ten tweede is het voor een positieve bijdrage aan het energiesysteem nodig dat de inzet van P2H gebaseerd is op de elektriciteitsprijs en niet op de warmtevraag. Anders kan het alsnog gebeuren dat de P2H wordt ingezet op momenten dat vrijwel alle elektriciteit uit fossiele centrales komt, waardoor de CO<sub>2</sub>-uitstoot stijgt en er mogelijk extra centrales gebouwd moeten worden om aan de vraag te voldoen. Voor warmtepompen is dit een beperkt probleem vanwege hun hoge rendement, maar de inzet van e-boilers op verkeerde momenten is voor het systeem als geheel negatief. Exploitanten worden al nu via de elektriciteitsprijs geprikkeld om piekmomenten te vermijden, maar in de berekening van de CO<sub>2</sub>-emissie van warmtenetten wordt maar zeer beperkt rekening gehouden met het moment waarop elektriciteit wordt afgenomen. De prikkel om P2H-installaties op het juiste moment aan te zetten kan dus nog versterkt worden door de emissiefactor van elektriciteit per kwartier te berekenen en te verplichten dat exploitanten deze tijdsafhankelijke emissiefactor gebruiken in hun jaarlijkse rapportage van de emissies van het warmtenet. Bij strengere emissie-eisen voor warmtenetten wordt slimme inzet dan een must, terwijl deze nu niet beloond wordt.

## **Power-to-Heat heeft voldoende potentieel voor merkbare impact**

Er is een technisch potentieel om in 2030 zo'n 600 MW aan e-boilers toe te passen in warmtenetten. In 2050 groeit dit naar 1,9 GW, waarmee ze een merkbare bijdrage kunnen leveren aan het benutten van overschotten. E-boilers hebben een hoog vermogen, maar worden maar weinig ingezet en produceren dus ook weinig warmte: zo'n 2 PJ/j in 2030 en 9 PJ/j in 2050, beide zo'n 10% van de totale (verwachte) warmtelevering door warmtenetten. E-boilers hebben door de aanzienlijke nettarieven voor het elektriciteitsnet nu vooral een businesscase in netten met dure bronnen zoals aardgas, maar na 2030 kan dat veranderen.

Warmtepompen hebben in de huidige projecties (met veel geothermie en HT/MT-restwarmte) een potentieel om zo'n 4 PJ/j warmte te leveren in 2030, groeiend naar 7 PJ/j in 2050, goed voor zo'n 7% van de totale warmte uit warmtenetten in 2050. Warmtepompen hebben een hoog rendement en maken vaak veel draaiuren, waardoor ze een potentieel elektrisch vermogen hebben van slechts zo'n 150 MW in 2030 en zo'n 250 MW in 2050. Het potentieel van warmtepompen zit nu hoofdzakelijk in kleinere netten, maar kan sterk groeien als geothermie en HT/MT-restwarmte niet van de grond komen en warmtepompen ook veel in grote netten ingezet worden.

Warmteopslag is een welkome aanvulling op andere vormen van energieopslag. De potentiële opslagcapaciteit van alle warmteopslag in warmtenetten samen is 0,6 PJ in 2030 en 1,4 PJ in 2050. Dit lijkt weinig ten opzichte van de totale warmtevraag, maar deze opslag wordt meerdere keren per jaar opgeladen en ontladen. Warmteopslag doet dan ook een merkbare duit in het zakje om de totale behoefte aan energieopslag te vullen.





# 1 Inleiding

## 1.1 Aanleiding

De volgende fase in de energietransitie breekt aan: naast de verduurzaming van het aanbod en het eindgebruik los van elkaar, wordt het tijd om de twee meer in samenhang te beschouwen. Daardoor kunnen overschotten beter benut worden en tekorten beperkt. Opslag en vraagsturing hebben een centrale rol in deze volgende fase van de transitie. In de warmtevraag van de gebouwde omgeving komt dit neer op de toepassing van warmte-opslag en slim gebruik van elektriciteit voor warmteproductie (Power-to-Heat, P2H) op momenten dat zonnepanelen en windmolens veel elektriciteit produceren. Dat is dan ook het onderwerp van deze studie: Power-to-Heat en warmteopslag in de gebouwde omgeving.

## 1.2 Doel

In dit onderzoek brengen we de techno-economische potentie van Power-to-Heat en warmteopslag (P2H+S) in warmtenetten in kaart en de relevantie van P2H+S voor het energiesysteem, met een focus op bestaande warmtenetten. Aan de hand van een aantal cases onderzoeken we of er een businesscase is voor Power-to-Heat en opslag en wat het eventuele technisch potentieel is. We gaan hierbij uit van bestaande technieken en besteden slechts kort aandacht aan innovaties.

Daarnaast willen we een brug slaan tussen de doorgaans gescheiden werelden van warmte en elektriciteit. Dit doen we door op systeemniveau te onderzoeken hoe de inzet van P2H+S afhangt van de beschikbaarheid van duurzame elektriciteit enerzijds en anderzijds welk effect de inzet van P2H+S heeft op de elektriciteitssector. We modelleren hierbij zowel het warmtenet als het elektriciteitssysteem in detail.

Dit onderzoek heeft als doel om warmtebedrijven, elektriciteitsproducenten, onderzoekers, technologieontwikkelaars, technologieaanbieders en beleidsmakers te informeren, om de discussie over de relevantie van Power-to-Heat en warmteopslag aan te wakkeren en om beleidsmakers inspiratie te geven voor beleidswijzigingen die de verduurzaming en kosten-effectiviteit van het integrale energiesysteem bevorderen.

## 1.3 Leeswijzer

In Hoofdstuk 2 beginnen we het onderzoek door te schetsen welke P2H- en opslag-technieken er zijn en wat hun karakteristieken zijn. Daarna bieden we in Hoofdstuk 3 inzicht in de opbouw van de businesscase van P2H en opslag. In Hoofdstuk 4 rekenen we de businesscase door van een aantal varianten van warmtenetten met P2H- en opslagsystemen. Vervolgens onderzoeken we in Hoofdstuk 5 de impact van P2H+S op het elektriciteits-systeem en bepalen we in Hoofdstuk 6 het technisch potentieel. In Hoofdstuk 7 brengen we de belemmeringen voor de totstandkoming van P2H+S in kaart. We brengen de bevindingen uit de deelanalyses samen in de conclusies in Hoofdstuk 8. Tenslotte ronden we het onderzoek af met beleidsaanbevelingen in Hoofdstuk 9.

## 2 Karakterisering technieken P2H+S

In dit hoofdstuk geven we een inventarisatie en karakterisering van de beschikbare technieken voor de omzetting van elektriciteit naar warmte (P2H) en voor de opslag van warmte, P2H+S (*Power-to-Heat + storage*). We beperken ons in dit onderzoek tot groot-schalige systemen die een warmtebijdrage kunnen leveren aan warmtenetten, en kijken dus niet naar P2H+S-systemen in individuele woningen.

### 2.1 Power-to-Heat-technieken

We definiëren een P2H-techniek als een techniek die flexibel ingezet kan worden om warmte te produceren bij lage elektriciteitsprijzen. Het aantal beschikbare technieken is echter beperkt. We onderscheiden een elektrodeboiler en een MT-warmtepomp.

In Tabel 1 staan de belangrijkste eigenschappen van de elektrische boiler en de groot-schalige collectieve warmtepomp vermeld. In Bijlage B worden de technieken in meer detail behandeld.

Tabel 1 - Belangrijkste kengetallen van de twee beschouwde P2H-systemen

Parameter	E-boiler	MT-warmtepomp
Investeringskosten	€ 196/ kWth (PBL) € 70 large - € 150 small/kWth (DEA)	€ 976 /kWe (PBL) € 1.430/kWe (1MW) - € 950/kWe (3MW) - € 860/kWe (10MW) (DEA) <sup>1</sup>
Vaste O&M-kosten	€ 101/kWth/jaar (PBL) € 1.070/MWth/jaar (DEA)	€ 56,7/kWth/jaar (PBL)
Variabele O&M-kosten	€ 0,0280/kWh (PBL) € 0,5/MWh (DEA)	€ 0,0135/kWh_th (PBL) €1,69/MWh_th (DEA)
Vollasturen (ter indicatie)	Afhankelijk van elektriciteitsprijs en alternatief	
Ruimtegebruik	1-40 m <sup>2</sup> /MWth (PARAT Halvorsen)	20-50 m <sup>2</sup> /MWth (vergelijking aanbieders)
Marktrijpheid	Marktrijp	Marktrijp
Toepasbaarheid	Hoog	Hoog
Reactiesnelheid tot levering warmte	30 sec (warme start) <sup>2</sup> 5 min (koude start)	6 min (warme start) 1 uur (koude start)
Rendement	99% (PBL)	350% (PBL)
Economische levensduur	15 jaar (PBL)	12 jaar (PBL)
Technische levensduur	>20 jaar (PBL)	25 jaar (DEA)

Bron: DEA (Danish Energy Agency, 2022) en PBL (PBL, 2022a).

<sup>1</sup> De investeringskosten voor de warmtepomp worden in de literatuur gegeven per eenheid elektrisch vermogen (kWe). Deze zijn om te rekenen naar kosten per eenheid warmtevermogen door te delen door het rendement. De warmtepomp van 10MW kost omgerekend zo'n 250 €/kWth.

<sup>2</sup> Bij een warme start is het apparaat nog (min of meer) op bedrijfstemperatuur, waardoor er snel gestart kan worden. Bij een koude start is het apparaat koud en duurt de start dus langer.

Een warmtepomp en e-boiler worden in de regel op verschillende manieren ingezet in de warmtevoorziening. Een warmtepomp wordt ingezet als basislastvoorziening (hoog aantal vollasturen) waarbij deze efficiënt veel warmte produceert. Een e-boiler levert kortstondiger warmte op piekmomenten (beperkt aantal vollasturen) wanneer de elektriciteitsprijs laag is.

Een warmtepomp is (in vergelijking met andere bronnen) een kapitaalintensieve techniek die warmte kan leveren met hoog rendement. Een warmtepomp levert meer warmte dan dat deze elektriciteit verbruikt en is dus een energiezuinige techniek. Een e-boiler is goedkoop in aanschaf, maar het rendement is lager dan een warmtepomp. Deze afweging leidt tot verschillende inzet van beide technieken.

De volgende P2H-technieken worden niet meegenomen:

- Weerstandsverwarming is een alternatief voor de elektrodeboiler, maar vertoont grote overeenkomsten qua rendement en kosten. Deze variant modelleren we dus niet apart.
- Restwarmte van een elektrolyser beschouwen we niet als P2H omdat de inzet van de elektrolyser niet afhangt van de warmtevraag. Daarnaast is het nog onzeker of de locaties van de elektrolyzers zodanig zullen zijn dat de restwarmte ook daadwerkelijk wordt uitgekoppeld.

## 2.2 Opslagtechnieken

Warmte kan in vrijwel ieder materiaal opgeslagen worden, maar niet ieder materiaal is even aantrekkelijk. Materialen zijn idealiter goedkoop, stabiel, onschadelijk, en hebben een hoge warmtecapaciteit en een goede geleidbaarheid. Daarnaast zijn er vele ‘omhulsels’ denkbaar voor het opslagmateriaal. In Bijlage G is een longlist opgenomen van huidige en toekomstige warmteopslagtechnieken.

In deze studie beperken we ons tot grootschalige opslagtechnieken die marktrijp zijn en toepasbaar zijn in Nederland. Uit eerder onderzoek volgen HT-ATES, PTES en TTES de meest voorkomende opslagtechnieken in Nederland en de omliggende landen (CE Delft, 2020). Ecovat is een Nederlands voorbeeld van een ondergrondse tankopslag (TTES). De HoCoSto is een Nederlands voorbeeld van een thermische pit storage (PTES), hoewel de werking en met name de isolatie aan wanden van de HoCoSto zorgt voor een betere gelijkenis met een (TTES). De Nederlandse bodems met aquifer zijn geschikt voor aquifersystemen op hoge temperatuur (HT-ATES). Alle drie de technieken slaan warm water op. In de toekomst komen er mogelijk materialen beschikbaar die warmte compacter op kunnen slaan, bijvoorbeeld phase change materials. Deze technieken zijn nu echter nog niet marktrijp.

We beschouwen de volgende technieken in detail:

1. *Tank Thermal Energy Storage* (TTES; opslag in een tank).
2. *Pit Thermal Energy Storage* (PTES; opslag in een gegraven gat).
3. *Hoge Temperatuur Aquifer Thermal Energy Storage* (HT-ATES; opslag op hoge temperatuur in de waterhoudende lagen van de ondergrond<sup>3</sup>),

In Tabel 2 staan de belangrijkste kengetallen vermeld van de drie technieken. In Bijlage C worden ze in meer detail behandeld.

---

<sup>3</sup> Dit is bijvoorbeeld wko, maar ook ondiepe aardwarmte.

Tabel 2 - Belangrijkste kengetallen van de drie beschouwde opslagsystemen

	TTES	PTES	HT-ATES
	Bufferopslag	Middenlangetermijnopslag	Seizoensopslag
T <sub>min</sub> (°C)	60-70	10	30
T <sub>max</sub> (°C)	98	90	85
Volume (m <sup>3</sup> )	1.000-50.000 m <sup>3</sup>	85.000-210.000 m <sup>3</sup>	60.000->1.000.000 m <sup>3</sup> (ondergronds water)
Vermogen op-/ontladen	Vrijwel onbeperkt	Vrijwel onbeperkt	2-5 MW per doublet
Capaciteit warmteopslag	Tot 2 GWh	1-15 GWh	Vrijwel onbeperkt
Schaal (aantal gemiddelde woningen)	Ca. 8.000-60.000 woningen dag-weekverbruik	Ca. 1.200-20.000 woningen maand-jaarverbruik	Ca. 1.000 woningen jaarverbruik
Cyclus frequentie	1/dag-1/week	1-2/jaar	1-2/jaar
Warmtecapaciteit	60-80 kWh/m <sup>3</sup> (voelbare warmte opgeslagen in water, afhankelijk van delta T)		
Investing	3,02 € per kWh opslagcapaciteit	0,40 € per kWh opslagcapaciteit	€ 725.000 vast + 150 € per kW vermogen
O&M (jaarlijks)	0,25-0,5% van de investering	1,5% van de investering	2-4% van de investering
Productiekosten (elektrisch pompvermogen)	Verwaarloosbaar	Verwaarloosbaar	€ 0,53/GJ 3,3-5,5 kWh/GJ (SPF 50-80)
Rendement gemiddeld	99% (dag) 92% (seizoen)	81% (seizoen)	67,5% (seizoen)
Levensduur	50 jaar	30 jaar	30 jaar

Opmerking: De bronvermelding is opgenomen in Bijlage C.

De drie opslagsystemen hebben verschillende karakteristieken:

- Een tankopslag (TTES) is makkelijk regelbaar en kan met grote vermogens gevuld en geleegd worden. Vooral extra opslagcapaciteit is prijzig. Door de hoge investeringskosten worden TTES-systemen voornamelijk toegepast voor kortetermijnopslag (dag-week) met beperkte opslagcapaciteit.
- Een putopslag (PTES) is goedkoper dan een tankopslag, waardoor de opslagcapaciteit uitgebreid kan worden naar maandopslag en eventueel seizoensopslag. Verder is de werking vergelijkbaar met een tankopslag: de PTES kan met een groot vermogen gevuld en geleegd worden. Het nadeel van een PTES is het ruimtebeslag, al kan de ruimte boven de PTES (tegen extra kosten) wel gebruikt worden voor toepassingen die de grond weinig belasten.
- Een aquiferopslag (HT-ATES) werkt anders: Het vermogen is kostenbepalend in plaats van de opslagcapaciteit. De opslagcapaciteit is echter vrijwel onbeperkt, een HT-ATES wordt dan ook gebruikt als seizoensopslag.

#### De kosten van ATES-systemen op temperaturen boven 25 °C zijn nog onzeker

Middentemperatuuropslag (MTO) en hogetemperatuuropslag (HTO) in aquifers zijn technieken die nog sterk in ontwikkeling zijn. Nederland loopt voorop met de ontwikkelingen en is bezig met demonstratieprojecten en proefboringen.

Soms is er een warmtepomp nodig om de ATES goed te laten werken. Door warmteverliezen koelt de temperatuur van de opslag namelijk af. Dit is voornamelijk relevant bij seizoensopslag, waar de verliezen het hoogst zijn omdat het water lang de tijd heeft om warmte af te staan aan de ondergrond. Er is een warmtepomp nodig als de temperatuur van de opslag gedaald is tot beneden de aanvoertemperatuur van het warmtenet. De totale kosten van het opslagsysteem nemen toe als er naast warmteopslag ook geïnvesteerd moet worden in warmtepompen die enkele keren duurder kunnen zijn dan de warmteopslag zelf. Deze extra kosten zijn er niet als er ook een warmtepomp gebruikt wordt om de ATES op te laden én deze warmtepomp zonder ATES alleen in de zomer draait.

De karakteristieken van een ATES-systeem zijn onzeker en afhankelijk van de ondergrond. De andere systemen zijn daarentegen eenvoudig naar wens te dimensioneren.

## 2.3 Hoe vergelijkt P2H+S zich met andere flextechnieken?

We maken hier kort een vergelijking tussen Power-to-Heat met opslag, batterijsystemen en elektrolyse voor de productie van waterstof. Het is geen doel van deze studie om een uitgebreide vergelijking te maken van alle verschillende technieken om flexibel elektriciteit te gebruiken, maar het is goed om Power-to-Heat te kunnen positioneren ten opzichte van de andere technieken.

In Tabel 3 zijn enkele belangrijke eigenschappen van de drie technieken weergegeven. Onder de tabel bespreken we de verschillen en de overeenkomsten.

Tabel 3 - Vergelijking van enkele belangrijke eigenschappen van de flextechnieken

	Power-2-Heat + opslag	Elektrolyser + opslag	Batterij
Product	Warmte	Waterstof	Elektriciteit
Inzet bepaald door	Prijs van warmte t.o.v. andere warmtebronnen	Prijs van waterstof t.o.v. andere waterstof-productie	Winst door handel op meest winstgevende markt
Kan overschotten elektriciteit verwerken?	✓	✓	✓
Kan tekorten elektriciteit aanvullen?	✗	✗	✓
Vermogen (MW)	1 MW tot >100 MW		
Opslagcapaciteit (uur op piekvermogen)	Enkele uren tot seizoensopslag	Seizoensopslag	1-8 uur
Efficiëntie van omzetting	99% (e-boiler) tot >400% (warmtepomp)	60-80%	N.v.t.
Efficiëntie van opslag	65% (HT-ATES) tot 99% (TTES)	Vrijwel 100%	85%
Reactietijd van 0%-100% vermogen	<1 minuut voor e-boiler 5 min (warm) - 30 min (koud) warmtepomp	Enkele minuten (warm) tot 30 minuten (koud) (Zheng et al., 2022)	Enkele seconden



De overeenkomsten tussen de technieken zijn vrij beperkt:

- alle technieken kunnen overschotten aan elektriciteit opnemen;
- alle technieken zijn beschikbaar voor kleine (1 MW) en op zeer grote (>100 MW) vermogens.

Er zijn vele verschillen, maar we willen er twee uitlichten:

- **Product en doel** - Het eerste belangrijke verschil is dat de technieken alle drie een ander product maken en worden gebouwd voor een ander doel. Hoewel ze alle drie overschotten aan elektriciteit kunnen verwerken, zijn ze onderling niet te vervangen. Waterstof om brandstof te raffineren kan bijvoorbeeld niet vervangen worden door een elektrische boiler of een batterij. Het is dan ook geen kwestie van 'of-of', maar 'en-en': alle drie de technieken dienen een ander doel en hebben hun plek in de energietransitie.
- **Inzet** - Het tweede grote verschil is dat P2H en elektrolyse worden geactiveerd op een *absoluut* prijsniveau, een batterij wordt daarentegen geactiveerd op basis van prijsverschillen. De inzet van P2H en elektrolyse wordt bepaald aan de hand van de kosten van het alternatief: P2H moet goedkopere warmte kunnen produceren dan andere bronnen (bijv. restwarmte of aquathermie) en elektrolyse moet goedkopere waterstof kunnen produceren dan andere productie-installaties (bijv. reforming van aardgas). Voor de inzet van batterijen geldt daarentegen geen referentieprijs. De inzet van batterijen wordt bepaald door prijsverschillen op de korte termijn, waarbij verschillende manieren om de batterij op te laden en te ontladen tegen elkaar worden afgewogen op winstgevendheid.

## 3 Elementen in businesscase

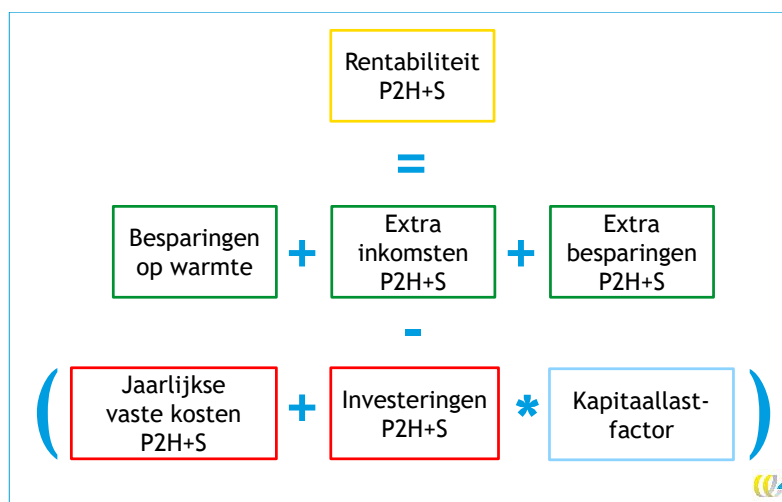
In dit hoofdstuk bekijken we uit welke elementen de businesscase bestaat om meer inzicht te geven in welke onderdelen er wel toe doen en welke niet. We doen dit door de kosten en opbrengsten van P2H+S af te zetten tegen die van andere warmtebronnen. We lichten kort toe wat we bedoelen met 'de businesscase' en bekijken daarna achtereenvolgens de variabele kosten, de vaste kosten en de investeringskosten in meer detail. Tot slot bekijken we welke kosten P2H+S kan uitsparen en welke extra inkomsten er mogelijk zijn.

We kijken in het hele rapport naar de kosten zonder subsidies. Daarnaast nemen we de aanwezigheid of aanleg van het warmtenet zelf als gegeven, we kijken dus alleen naar de verschillen tussen de warmtebronnen.

### 3.1 Wanneer is er een positieve businesscase voor Power-to-Heat en opslag?

Er is een positieve businesscase als de totale kosten voor het warmtenet *met* P2H en opslag lager zijn dan de totale kosten voor het warmtenet *zonder* P2H en opslag. In Figuur 1 is dit in meer detail weergegeven.

Figuur 1 - De businesscase van P2H+S



Het P2H+S-systeem wordt ingezet op momenten dat de variabele kosten van P2H+S lager liggen dan die van de andere bronnen in het warmtenet. De totale besparing van al deze uren moet in een heel jaar voldoende zijn om ook de vaste jaarlijkse kosten van het P2H+S-systeem te betalen. De vaste kosten zijn bijvoorbeeld de afschrijving, het vaste onderhoud en het vastrecht voor de netaansluiting.

De besparingen van P2H+S bestaan niet alleen uit het prijsverschil tussen de inzet van P2H+S en een duurdere bron in het warmtenet, maar er zijn misschien ook extra besparingen omdat er mogelijk een kleiner vermogen aan piekbronnen nodig is en P2H+S mogelijk extra inkomsten op de elektriciteitsmarkt kan genereren.

## 3.2 Variabele kosten

P2H+S wordt alleen ingezet als het goedkoper is om een GJ-warmte uit elektriciteit te produceren of uit de opslag te halen dan dezelfde GJ produceren met een andere bron. In deze paragraaf verkennen we waar de variabele kosten uit bestaan.

### 3.2.1 Variabele kosten van warmtebronnen

De variabele kosten bestaan uit de volgende kostenposten:

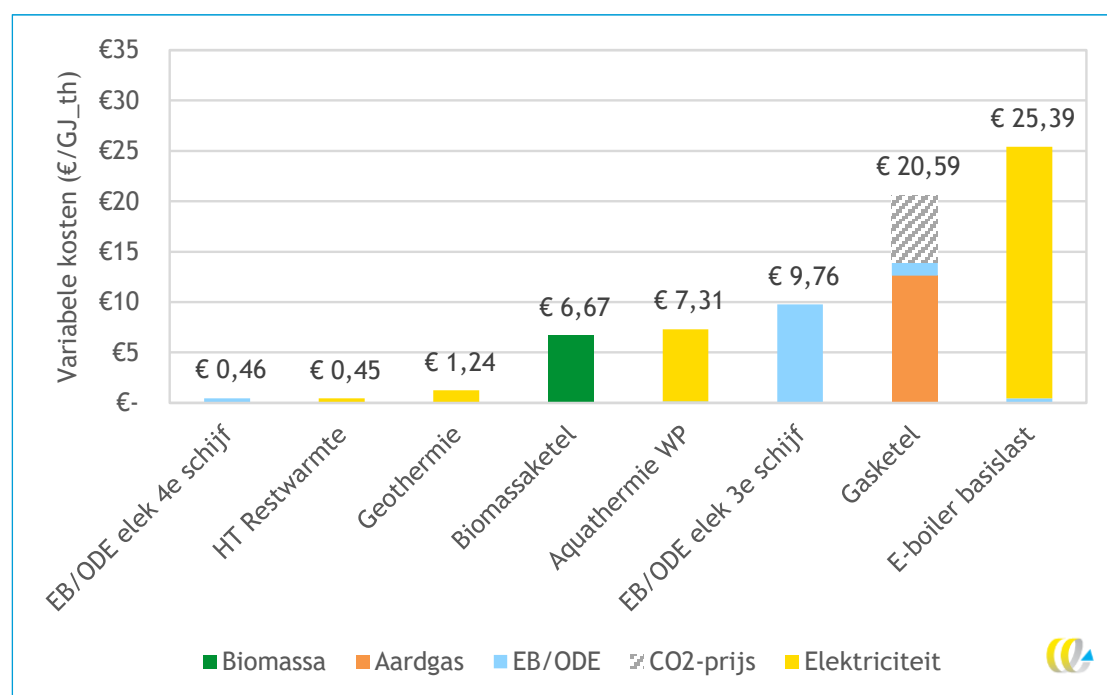
- **Energiekosten** voor elektriciteit, biomassa of aardgas. Elektriciteit is gemiddeld fors duurder dan andere energiedragers. In onze modellering kost elektriciteit gemiddeld 89 €/MWh, oftewel 24,70 €/GJ. Ter vergelijking: biomassa kost 6 €/GJ en aardgas kost in 2030 11,7 €/GJ (PBL, 2022a, 2022b). De prijs van elektriciteit varieert echter per uur. Daardoor kan het toch voordelig zijn om elektriciteit te gebruiken als je enkel gebruik maakt van de goedkoopste uren. De productie van warmte uit geothermie en rest-warmte heeft alleen beperkte kosten voor de elektriciteit voor de pompen, maar is verder vrijwel gratis.
- **Energiebelasting (EB) en Opslag Duurzame Energie (ODE)** voor elektriciteit en aardgas. Het belastingtarief is afhankelijk van het verbruik via vier schijven met steeds lagere tarieven. Elektriciteit wordt nu (fors) zwaarder belast dan aardgas. Het totale tarief van EB en ODE samen bedraagt voor elektriciteit 9,66 €/GJ in de derde belasting-schijf, terwijl dit slechts 1,51 €/GJ bedraagt voor aardgas (Belastingdienst, lopend). In de vierde schijf draait dit verschil juist om met 0,46 €/GJ voor elektriciteit en 1,16 €/GJ voor aardgas. Het degressieve belastingstelsel is voordelig voor grote installaties: hoe hoger het verbruik, hoe lager het belastingtarief.
- **CO<sub>2</sub>-kosten** voor installaties op fossiele brandstoffen die onder het Europese emissie-handelssysteem vallen (EU ETS). In 2030 is de CO<sub>2</sub>-prijs naar verwachting 110 €/ton (PBL, 2022b). Dat komt overeen met 6,20 €/GJ<sub>LHV</sub> voor aardgas. Kleinere installaties vallen nu niet onder het EU ETS, maar de EU werkt aan een apart emissiehandels-systeem voor de gebouwde omgeving en mobiliteit. De verwachting is dat de CO<sub>2</sub>-prijs in dit nieuwe systeem hoger ligt dan in het EU ETS omdat het duurder is om emissies te reduceren in de gebouwde omgeving en mobiliteit dan in de industrie- en elektriciteits-sector.
- **Het omzettingsrendement** beschrijft hoeveel energie er nodig is per eenheid warmte. Dit heeft effect op alle eerder genoemde kosten. We gaan uit van een rendement van 99% voor de e-boiler, 93%<sub>LHV</sub> voor de gasketel, 90%<sub>LHV</sub> voor de biomassaketel, 285% voor aquathermie en 2.020% voor geothermie en 5.556% voor HT-restwarmte (PBL, 2022a). De laatste percentages zijn hoger dan 100% omdat er met weinig elektriciteit veel bodem-/restwarmte wordt verplaatst. De warmte die hierbij aan de bron wordt ont-trokken, telt niet mee in het rendement.

Als we deze kosten bij elkaar optellen, dan ontstaat het beeld in Figuur 2.





Figuur 2 - Variabele kosten per techniek en de tarieven in de 3de en 4de schijf van de energiebelasting (EB) en Opslag Duurzame Energie (ODE)



Er valt een aantal dingen op:

- De e-boiler die op basislast ingezet zou worden, is duurder dan elke andere bron. Elektriciteit moet dus flexibel gebruikt worden (alleen de goedkope uren) of met een hoog rendement omgezet worden in warmte om te kunnen concurreren met andere technieken.
- De e-boiler kan op sommige uren goedkoper zijn dan een aardgaspijpketel als er voldoende goedkope elektriciteit is, zeker als er voor de gasketel CO<sub>2</sub>-kosten betaald moeten worden.
- Grote e-boilers die onder de vierde belastingschijf vallen, zullen veel sneller rendabel zijn dan kleinere. Enkel de belastingen voor elektriciteit zijn in de derde schijf al hoger dan de totale variabele kosten voor biomassa, geothermie en restwarmte.
- Geothermie en HT-restwarmte hebben erg lage variabele kosten. Als vuistregel maakt de e-boiler alleen goedkopere warmte dan geothermie of HT-restwarmte op momenten dat de elektriciteitsprijs nul of negatief is.
- Een warmtepomp op aquathermie heeft vergelijkbare kosten als biomassa en kan typisch als basis- of middenlastbron ingezet worden.

Uit het bovenstaande valt op te maken dat flexibele e-boilers het meest rendabel zijn in warmtenetten waar ze vaak een dure bron kunnen vervangen. Dit zijn typisch warmtenetten die gebruikmaken van basislastwarmte uit gasketels of een gasgestookte wkk. Deze grote gasgestookte installaties vallen over het algemeen onder het Europees emissiehandelssysteem EU ETS en gebruiken genoeg energie dat de e-boiler snel in de vierde schijf valt. Ze hebben dus enerzijds door de CO<sub>2</sub>-prijs hoge kosten voor gasgebruik, terwijl ze anderzijds relatief goedkoop elektriciteit kunnen gebruiken doordat ze weinig energiebelasting betalen.

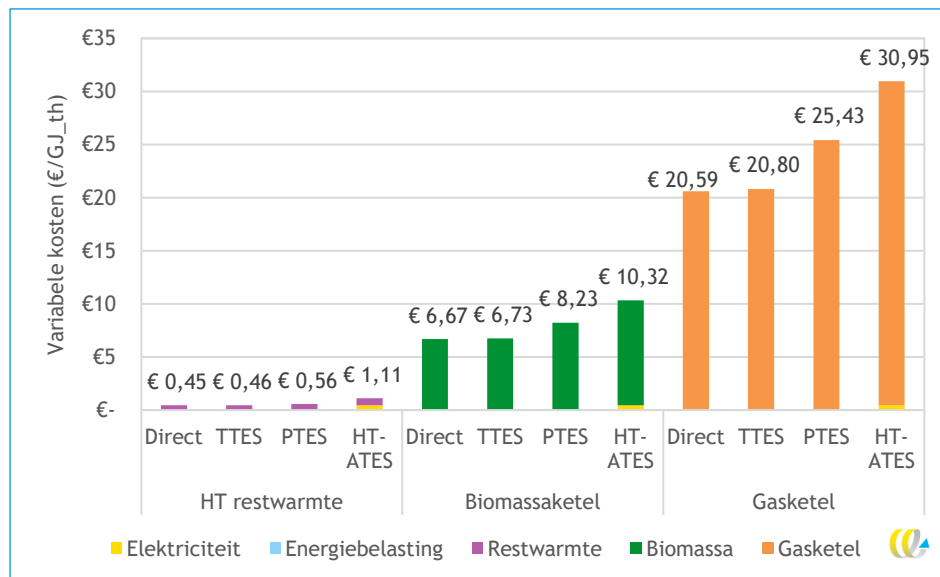
### 3.2.2 Variabele kosten van warmteopslag

De variabele kosten van warmteopslag bestaan grotendeels uit dezelfde posten als de variabele kosten van de warmtebronnen. Het voornaamste verschil is dat een warmteopslag geen warmte produceert, maar alleen warmte bewaart. Er zijn dus geen kosten om warmte te maken, alleen een zeer beperkte hoeveelheid pompenergie om de opslag te vullen of te legen. Opslag heeft één kostenpost die warmtebronnen niet hebben:

- **Energieverlies** van warmte aan de omgeving. Voor de TTES rekenen we met 99% rendement voor dagopslag, voor de PTES met 81% en de HT-ATES met 67,5% voor seizoensopslag (zie Tabel 2). Voor de TTES moet er dus 1% meer warmte in de opslag dan er weer uitkomt. Voor de PTES en de HT-ATES ligt dat op 23% respectievelijk 48%.

In Figuur 3 zijn de variabele kosten voor de verschillende opslagtechnieken weergegeven, waarbij de opslag gebruikt wordt om restwarmte, warmte uit biomassa of warmte uit een gasketel op te slaan.

Figuur 3 - Variabele kosten van opslagsystemen in combinatie met verschillende warmtebronnen



Een aantal dingen valt op in de figuur:

- De energieverliezen zijn de dominante factor in de variabele kosten van warmteopslag.
- De kosten voor energieverlies nemen toe naarmate een opslagtechniek wordt gebruikt met een lager rendement, wat vaak gepaard gaat met een langere opslagperiode.
- Alle drie de opslagtechnieken zijn geschikt om een basislastbron (bijv. HT-restwarmte of geothermie) beter te benutten en zo een middenlastbron (bijv. biomassa of aquathermie) te vervangen. In de grafiek is te zien dat de kosten van de basislastbron (HT-restwarmte) zelfs met de verliezen van opslag nog altijd veel lager zijn dan de kosten van directe inzet van de middenlastbron (biomassa).  
Alle drie de opslagtechnieken zijn geschikt om een middenlastbron beter te benutten en zo een piekbron te vervangen (bijv. gasketel).

### 3.3 Vaste kosten

De jaarlijkse vaste kosten zijn de kosten die een bron of opslagtechniek altijd heeft, ook als deze niet wordt ingezet. De vaste kosten moeten terugverdiend worden doordat de bron of opslagtechniek een besparing op de energiekosten met zich meebrengt.

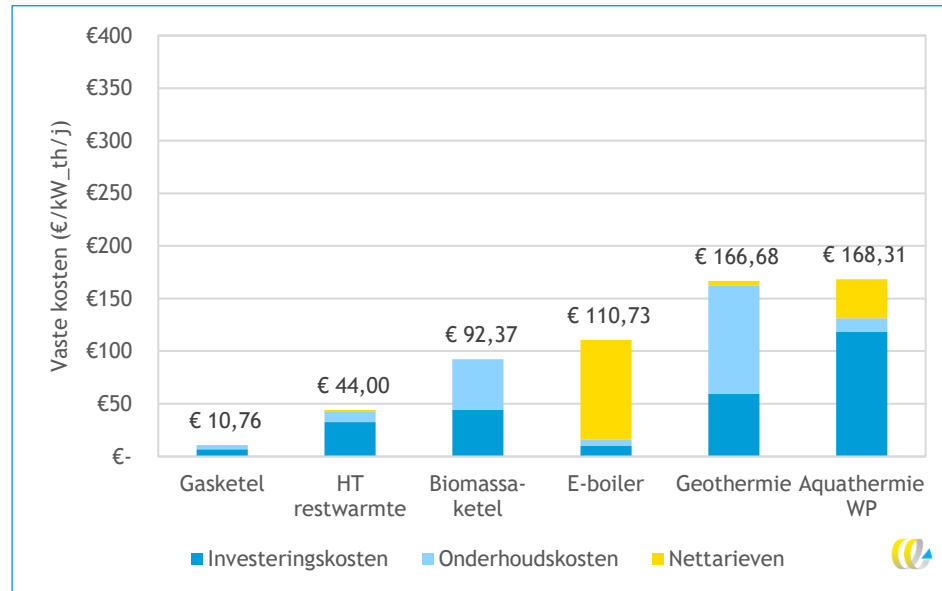
#### 3.3.1 Vaste kosten van warmtebronnen

De vaste kosten bestaan uit de volgende kostenposten:

- **Investeringskosten** voor de installatie zelf en de benodigde randapparatuur, waaronder de netaansluiting. Voor de e-boiler bedragen deze kosten 196 €/kW<sub>th</sub>, voor HT-rest-warmte 552 €/kW<sub>th</sub>, voor aquathermie 1.997 €/kW<sub>th</sub>, voor geothermie 1.014 €/kW<sub>th</sub> en voor de gasketel 135 €/kW<sub>th</sub> (PBL, 2022a) (Arcadis, 2021). We rekenen de investeringskosten om naar een jaarlijks bedrag door gebruik te maken van rentevoet per techniek en een afschrijftermijn van 30 jaar. De rentevoet bedraagt 2,8% voor de elektrische boiler en gasketel, 4,1% voor de biomassaketel en geothermie, en 4,2% voor aquathermie en restwarmte (PBL, 2022a). De jaarlijkse kapitaalkosten bedragen met deze waarden 5 tot 5,9% van de initiële investering.
- **Onderhoudskosten** voor de instandhouding van de installatie. Deze worden vaak uitgedrukt in een percentage van de investeringskosten, variërend van minder dan 1% tot meer dan 10%. Per techniek zijn deze kosten anders opgebouwd. We hebben deze kosten overgenomen uit de SDE++ (PBL, 2022a).
- **Nettarieven** voor het gebruik van het elektriciteitsnet. Deze kosten bestaan uit het vastrecht en de kosten per kW gebruikte netcapaciteit (kW\_contract en kW\_max). Elektriciteitsinfrastructuur is duur om aan te leggen en te onderhouden, daarnaast worden de netverliezen ook gedekt uit het nettatarief. Deze tarieven dekken de daadwerkelijk gemaakte kosten door de netbeheerder en bedragen dan ook 94 €/kW/j elektrisch vermogen (PBL, 2022a). We gebruiken het thermisch rendement van de techniek om dit getal om te rekenen naar euro's per kW geleverde warmte. De nettatarieven voor het gasnet zijn zo laag dat we ze verwaarlozen.

In Figuur 4 is een overzicht gegeven van de totale jaarlijkse vaste kosten per techniek.

Figuur 4 - Vaste kosten per warmtebron



In deze grafiek valt een aantal dingen op:

- De gasketel heeft de laagste vaste kosten.
- HT-restwarmte heeft ook lage vaste kosten, terwijl deze bron ook lage variabele kosten heeft.
- Geothermie heeft hoge vaste kosten voor de investering en met name onderhoud.
- Aquathermie heeft de hoogste investeringskosten.
- De kosten voor aquathermie en de e-boiler bestaan voor een groot gedeelte uit nettarieven voor gebruik van het elektriciteitsnet. Om deze hoge vaste kosten terug te verdienen, zullen deze technieken erg lage variabele kosten moeten hebben, veel vol-lasturen of nog verdere inkomsten/besparingen met zich mee moeten brengen om rendabel te kunnen zijn ten opzichte van de andere bronnen.

### 3.3.2 Vaste kosten van opslag

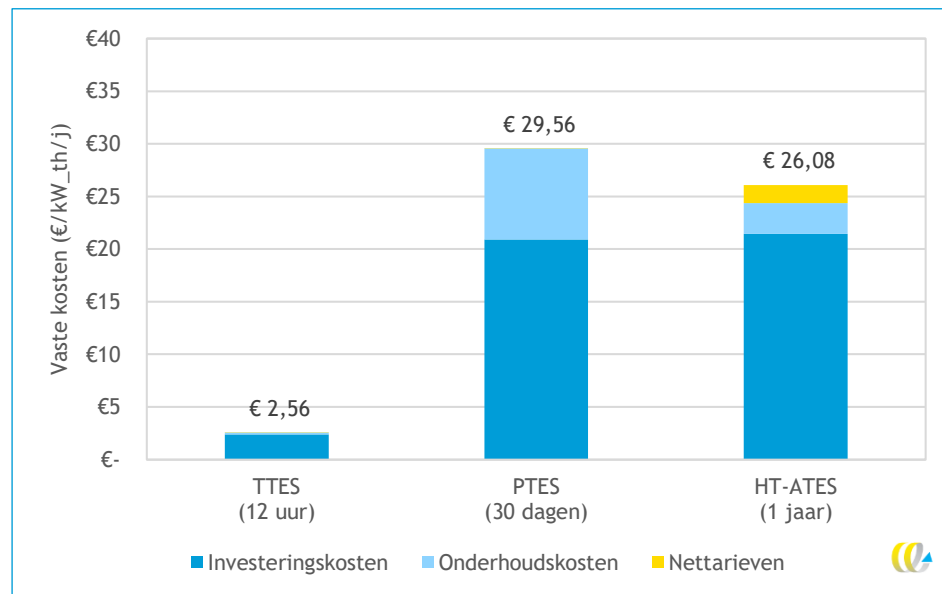
De vaste kosten bestaan uit de volgende kostenposten:

- **Investeringskosten** voor de opslagtechnieken bedragen 2,75 €/kWh voor de TTES, en 0,40 €/kWh voor de PTES (zie Tabel 2). De TTES slaat energie op voor 12 uur, dus de investeringskosten komen dan uit op 33 €/kW. Voor de PTES met 30 dagen opslag is dit 288 €/kW. De HT-ATES heeft (vrijwel) onbeperkte opslagcapaciteit, maar een beperkt vermogen. Daarom worden de kosten van de HT-ATES weergegeven als € per hoeveelheid vermogen, namelijk 150 €/kW. Daarbovenop zijn er nog vaste kosten van 725.000 € per project voor ATES. We nemen aan dat de HT-ATES een vermogen heeft van 5 MW. We maken gebruik van een WACC van 6% en een afschrijftermijn van 30 jaar.

- **Onderhoudskosten** bedragen per jaar 0,5% van de investering voor de TTES, 3% voor de PTES en 1% voor de HT-ATES (zie Tabel 2).
- **Nettarieven** voor de pomp zijn slechts een klein bedrag: 4 €/kW<sub>th</sub>/j.

In Figuur 5 zijn de totale vaste kosten van de opslagtechnieken weergegeven.

Figuur 5 - Vaste kosten van de opslagtechnieken



De vaste kosten van de opslagtechnieken zijn lager dan de vaste kosten van de meeste warmtetechnieken. Als we deze vaste kosten omslaan over de opgeslagen warmte en het theoretisch maximale aantal cycli dat iedere techniek per jaar kan maken, komen we op vaste kosten voor opslag van 0,16/1,87/1,65 €/GJ voor de TTES/PTES/HT-ATES. Dit is een stuk minder dan het verschil in kosten tussen een basislast- en een middenlastbron, of tussen een middenlast- en een pieklastbron. Dit wijst erop dat de opslagtechnieken waarschijnlijk rendabel zijn als ze voldoende cycli weten te maken.

### 3.4 Extra opbrengsten en besparingen P2H+S

Power-to-Heat en opslag onderscheidt zich van de conventionele warmtetechnieken doordat P2H+S extra inkomsten kan genereren door handel op elektriciteitsmarkten en doordat het mogelijk is om piekbronnen deels of volledig te vervangen. Deze twee elementen lichten we nu verder toe.

#### 3.4.1 Welke markten zijn er voor elektriciteit?

We bespreken hieronder kort de markten waarop elektriciteit verhandeld wordt. Meer informatie over de markten is te vinden in het rapport 'Omslagpunt grootschalige batterijopslag' van CE Delft (CE Delft, 2022b).

Er zijn de volgende markten:

- **Day-ahead-markt** - Op de day-ahead-markt worden vraag en aanbod per uur bij elkaar gebracht. De markt sluit om 12:00 op de dag voorafgaand aan levering. We gaan ervan uit dat alle P2H-systemen een contract hebben waarbij de elektriciteitsprijs per uur varieert, zodat zij in kunnen spelen op lage prijzen.
- **Intraday-markt** - Op de intraday-markt kan elektriciteit per kwartier verhandeld worden, tot een kwartier voor levering. Na sluiting van de day-ahead-markt treden er nog veranderingen op in de markt: zo kan de hernieuwbare opwek of de vraag meevalen of juist tegenvallen. Op de intraday-markt kan dat verschil (deels) verhandeld worden. De prijzen op de intraday-markt liggen doorgaans hoger dan die op de day-ahead-markt.
- **Balancing** van het elektriciteitsnet door TenneT. TenneT is wettelijk verantwoordelijk om alle afwijkingen op te lossen die minder dan 15 minuten voor levering optreden. TenneT koopt daarvoor verschillende diensten in bij marktpartijen. TenneT stuurt deze partijen een signaal dat zij binnen enkele minuten meer of minder moeten produceren of afnemen. Er zijn de volgende producten:
  - **FCR** - De FCR is het eerste instrument wat TenneT inzet. Er is een veiling waarop partijen vermogen beschikbaar kunnen stellen voor FCR, tegen een vaste vergoeding per MW beschikbaar gesteld vermogen per uur. Er is geen vergoeding voor de geleverde energie. Bij een gewonnen veiling moet een partij beschikbaar zijn en op afroep reageren, anders zal TenneT een forse boete uitdelen.
  - **aFRR** - De aFRR wordt ingeschakeld bij grotere en langdurigere verstoringen. TenneT houdt een capaciteitsveiling, waarbij ze marktpartijen betaalt om verplicht biedingen uit te brengen. Partijen moeten dan voor ieder uur vermogen aanbieden. Zo is TenneT altijd verzekerd van voldoende aFRR-vermogen. Partijen mogen ook zonder deel te nemen op de capaciteitsveiling een bieding uitbrengen.
  - **Onbalans** - TenneT publiceert near-real-time de prijs van de ingezette aFRR. Iedere partij kan op basis van deze prijs bijdragen aan het verkleinen van de onbalans en wordt daarvoor beloond door lagere onbalanskosten.
- **Congestiemarkt** - Netbeheerders kunnen grote gebruikers en opwekkers vragen om tijdelijk hun invoeding of afname aan te passen zodat zij het elektriciteitsnet helpen ontlasten. De netbeheerder stelt hier een vergoeding tegenover.

### 3.4.2 Op welke markten kan P2H+S worden ingezet?

In Tabel 4 staat weergegeven op welke markten de e-boiler en de warmtepomp ingezet kunnen worden.

Tabel 4 - Technische geschiktheid van e-boiler en warmtepomp per elektriciteitsmarkt

Installatie	Day-ahead	Intraday	FCR, aFRR, onbalans	Congestie
E-boiler	V	V	V	V
Warmtepomp	V	O	O	O

De e-boiler kan snel schakelen en kan binnen enkele minuten warmte leveren op vol vermogen. De e-boiler is dan ook geschikt om op alle markten deel te nemen.

De warmtepomp kan minder snel opstarten: een warme start duurt zo'n 6 minuten (Meesenburg & Kjeld, 2019), een koude start ongeveer een half uur tot een uur (JRC, 2017). Dit is echter de tijd die het kost voordat de warmtepomp warmte levert. Voor de inzet op elektriciteitsmarkten is dit echter niet van belang, het gaat er immers om hoe snel de warmtepomp de afname van elektriciteit van het net kan aanpassen en dat kan een stuk sneller.

De warmtepomp kan daarmee mogelijk worden ingezet op de FCR en aFRR, al is het nog steeds de vraag of het systeem technisch geschikt is om binnen enkele minuten zijn volle vermogen af te nemen van het net: de elektromotor van de compressor kan binnen een minuut op vol vermogen draaien of juist uitschakelen, maar de rest van de warmtepomp kan deze snelle veranderingen niet aan zonder technische aanpassingen (Meesenburg & Kjeld, 2019). Deze aanpassingen zijn wel nodig, want TenneT hanteert forse boetes bij het niet nakomen van de verplichtingen van FCR en aFRR. Daarnaast zal de warmtepomp sneller slijten bij veel starts en stops. Deelname op de intraday-, congestiemarkt en onbalans is eenvoudiger, omdat de eisen aan opregelsnelheid daar minder groot zijn.

### 3.4.3 Hoeveel extra inkomsten zijn er te verwachten door inzet van P2H+S op de elektriciteitsmarkten?

Het uitgangspunt van de inzet van P2H+S is de day-ahead-markt. Deze modelleren we voor 2030 in ons PowerFlex-model, zie Paragraaf 4.1.1. De andere markten kunnen extra inkomsten genereren.

We nemen in de businesscase als startpunt geen extra inkomsten op uit de inzet op overige markten. De redenen hiervoor lichten we nu kort toe.

**Balanceringsdiensten** (FCR, aFRR, onbalans) kunnen voor beperkte extra inkomsten zorgen. Deze inkomsten zijn nu (2022) nog fors, maar zullen naar de toekomst toe afnemen. P2H+S levert namelijk alleen *afregelvermogen*: de mogelijkheid om extra energie af te nemen bij overschotten of terug te regelen bij tekorten. Er komen veel installaties bij die afregelvermogen kunnen leveren: denk aan P2H in de industrie, elektrolyse, slim laden van EV's, maar ook aan de afschakeling van zonnepanelen en windmolens. Daardoor is het te verwachten dat de prijzen van afregelvermogen in de toekomst erg laag zullen zijn. De markt voor *opregelvermogen* is naar verwachting veel krappere, met hogere prijzen. Opregelvermogen is de mogelijkheid om extra vermogen te leveren bij tekorten. Batterijen, vehicle-to-grid en regelbare centrales kunnen opregelvermogen leveren.

Tenslotte zijn de inkomsten op deze markten erg onzeker, waardoor het lastig is om een investering te financieren waarvan de businesscase afhankelijk is van inkomsten op de balanceringsmarkten.

**Congestiemangement** kan niet worden gezien als inkomstenbron, maar moet worden gezien als onkostenvergoeding. De basis voor de vergoeding voor congestiemanagement is namelijk de daadwerkelijke kosten die partijen moeten maken om hun afname/invoeding aan te passen voor de netbeheerder. Strategisch bieden kan gezien worden als marktmanipulatie, wat verboden is onder de REMIT-verordening<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> [Regulation \(EU\) No. 1227/2011 on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency](#)

### 3.4.4 Opbrengsten door vermeden kosten elders

Door een goede inzet van een opslagsysteem en Power-to-Heat kan de inzet van piekketels vermeden worden. Soms leidt dit ertoe dat er zelf minder vermogen aan piekketels nodig is. In dat geval hoeven er minder piekketels geïnstalleerd te worden of kan een bestaande piekketel ontmanteld worden. Per MW-vermogen aan piekketels scheelt dit zo'n 10.000 €/j aan vaste kosten.

Daarnaast kan er bij decentrale opslag bespaard worden op de kosten van de leidingen van het warmtenet. Deze zijn normaliter namelijk bemeten op de piekvraag en met opslag kunnen ze kleiner bemeten worden. In deze studie nemen we dit effect niet mee omdat we uitgaan van bestaande warmtenetten.

## 3.5 Conclusie: positie van P2H+S binnen warmtenet

In deze paragraaf vatten we het hoofdstuk samen door kort te beschouwen welke positie de P2H+S-technieken hebben binnen het warmtenet. Om dit te ondersteunen hebben we in Figuur 6 de vaste en variabele kosten van alle bronnen tegen elkaar uitgezet.

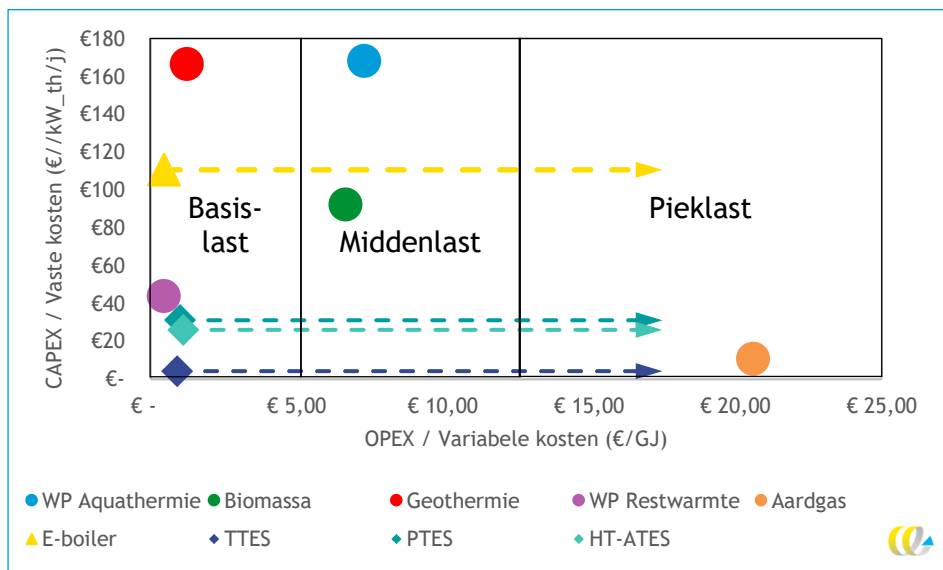
**E-boilers** kunnen de kosten van een warmtenet mogelijk verlagen door in te spelen op lage elektriciteitsprijzen. De vaste kosten van e-boilers zijn echter redelijk fors, met name door de nettarieven. Daardoor kunnen e-boilers beter uit in warmtenetten met veel dure bronnen, zodat er meer uren zijn waarop elektriciteit goedkoper is dan de goedkoopste andere bron.

**Warmtepompen** zijn kostbaar om te bouwen, maar hebben relatief beperkte variabele kosten. Hierdoor kunnen ze ingezet worden als basis/middenlastbron op plekken waar restwarmte, geothermie en biomassa geen optie zijn.

**Warmteopslag** heeft relatief beperkte vaste kosten. De variabele kosten worden bepaald door het warmteverlies en dus de kosten van de bron waarmee de opslag gevuld wordt. De kosten voor het warmteverlies zijn vrijwel altijd minder dan de meerkosten om een duurder bron in te zetten. Opslag kan daarmee basis- en middenlastbronnen beter uitnutten.



**Figuur 6 - Vaste en variabele kosten van alle bronnen en opslagmethoden**



De markeringen geven de minimale kosten aan, de stippelijntjes geven aan dat de variabele kosten op kunnen lopen bij gebruik van dure elektriciteit (e-boiler) of gebruik van dure warmtebronnen (TTES/PTES/HT-ATES).

## 4 De businesscase doorgerekend

In dit hoofdstuk gaan we de businesscase daadwerkelijk doorrekenen voor drie casussen. Deze casussen beslaan niet alle mogelijkheden en moeten als voorbeelden worden gezien. We lichten in Paragraaf 4.1 eerst kort toe hoe ons model in elkaar zit. Vervolgens bespreken we in Paragraaf 4.2 de businesscase in 2030. In Paragraaf 4.3 bekijken we welke belangrijke onzekerheden er daarbij zijn en tenslotte vertalen we onze bevindingen in Paragraaf 4.4 naar de situatie in 2050.

### 4.1 Toelichting rekenmodellen

Bij de berekening van de businesscase maken we gebruik van twee gekoppelde modellen: een model voor de elektriciteitsmarkt en een model voor het warmtenet. Het model van de elektriciteitsmarkt geeft een elektriciteitsprijs per uur. Deze elektriciteitsprijs wordt vervolgens in het model van het warmtenet gebruikt om de inzet van Power-to-Heat, opslag en de andere warmtebronnen te bepalen.

#### 4.1.1 Modelling van de elektriciteitsmarkt

We bepalen de elektriciteitsprijs en de emissies van elektriciteit per uur met behulp van het PowerFlex-Model van CE Delft<sup>5</sup>, een geïjkt rekenmodel dat succesvol is ingezet in vele studies. Het PowerFlex-model bepaalt de inzet van regelbare elektriciteitscentrales aan de hand van de elektriciteitsvraag, de duurzame opwek en de prijzen voor brandstoffen en CO<sub>2</sub>.

We rekenen één scenario door voor de elektriciteitsmarkt in 2030. In het kort gaan we uit van een ambitieus scenario dat verder gaat dan het Klimaatakkoord: een sterke groei van hernieuwbare opwek wordt gecombineerd met een sterke elektrificatie in de gebouwde omgeving, mobiliteit en industrie. Daarnaast worden er forse vermogens geïnstalleerd aan elektrolyse en Power-to-Heat in de industrie. In Bijlage D staat een overzicht van de uitgangspunten die we hanteren voor de modellering van de elektriciteitsmarkt. Andere aannames zullen andere uitkomsten geven. In Paragraaf 4.3 bespreken we deze onzekerheden.

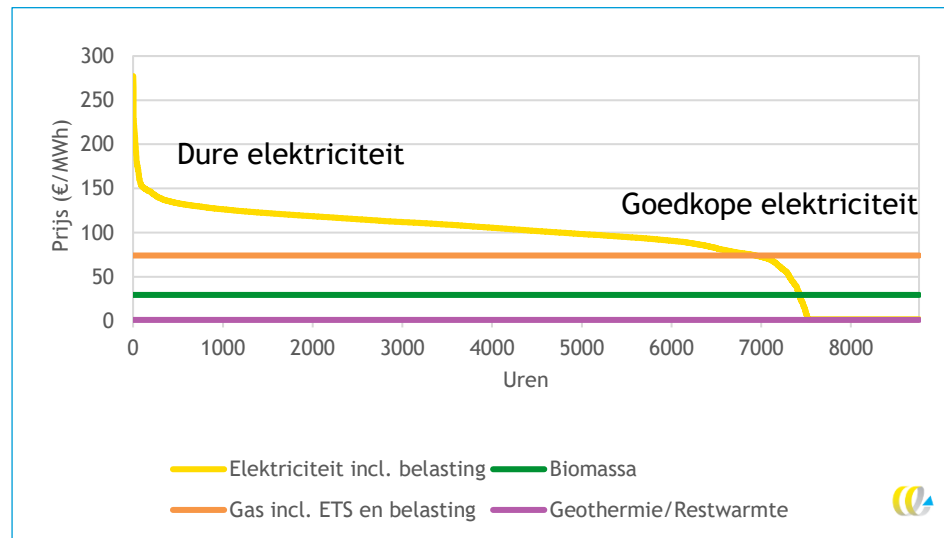
Onze modellering levert een gemiddelde prijs op van 89 €/MWh, oftewel 24,70 €/GJ. Gedurende zo'n 1.200 uur is de elektriciteitsprijs nul.<sup>6</sup> Om een gevoel te geven voor hoe deze prijs zich verhoudt tot de prijs van warmte, hebben we in Figuur 7 is volledige prijscurve weergegeven en vergeleken met de kosten van andere energiebronnen. Er zijn zo'n 1.800 uur dat elektriciteit goedkoper is dan aardgas en zo'n 1.300 uur dat elektriciteit goedkoper is dan biomassa. Inclusief energiebelasting is elektriciteit zelfs bij een kale prijs van 0 €/MWh niet goedkoper dan restwarmte of biomassa.

<sup>5</sup> Meer informatie over het PowerFlex-model is te vinden op: <https://ce.nl/publicaties/het-powerflex-model/>

<sup>6</sup> De hoogte van negatieve elektriciteitsprijzen uit het PowerFlex-model is erg onnauwkeurig, daarom zijn deze prijzen op nul gezet.



Figuur 7 - Prijscurve elektriciteitsprijs (incl. belasting) uit PowerFlex in vergelijking met andere energiebronnen



#### 4.1.2 Modelling van het warmtenet

We modelleren drie cases waarin Power-to-Heat en opslag wordt toegevoegd aan een MT-warmtenet:

1. HT-restwarmte als basislastbron, biomassa als midden lastbron en een gasketel als piekbron, met een e-boiler en/of een TTES.
2. Warmtepomp op LT-restwarmte en gaspiekkel met een PTES.
3. Warmtepomp op aquathermie en gaspiekkel met een HT-ATES.

De cases worden in Paragraaf 4.2 verder toegelicht, samen met de resultaten van de businesscase. De cases zijn afgestemd met de klankbordgroep.

De cases zijn tot stand gekomen op basis van de volgende overwegingen:

- spreiding van verschillende warmtebronnen;
- alle P2H-technieken en alle opslagtechnieken vertegenwoordigd;
- verschillende opslagduren vertegenwoordigd;
- zowel MT- als LT-warmtebronnen.

De warmtebronnen worden steeds ingezet op volgorde van laagste marginale kosten: een duurdere bron wordt pas geactiveerd als alle goedkopere bronnen al leveren op volledige capaciteit. E-boilers worden geactiveerd als zij voor lagere kosten warmte kunnen produceren dan de bronnen die al leveren. De opslag wordt gemodelleerd door vooruit te kijken naar hoeveel de warmtevraag bedraagt, wat de elektriciteitsprijs zal zijn en welke bronnen zullen worden ingezet. De opslag wordt opgeladen als de inzet van een duurdere bron op een later moment kan worden voorkomen en als de opslag niet al vol zit.

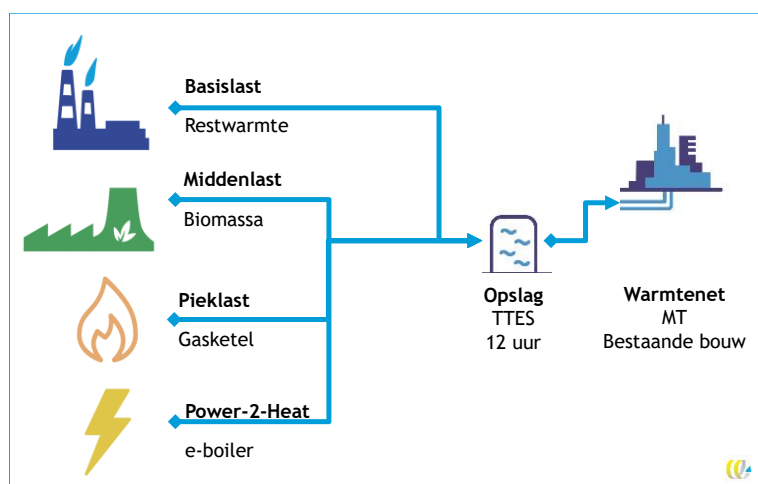
## 4.2 De businesscase voor P2H+S in 2030

We beschouwen nu voor de drie cases de totale kosten van de geproduceerde warmte, de businesscase van het P2H- of opslagsysteem en de CO<sub>2</sub>-uitstoot, waarbij we zowel kijken naar de lokale uitstoot vanuit gasketels als de indirecte uitstoot door het elektriciteitsgebruik.

## 4.2.1 E-boiler met TTES

In deze case beschouwen we een warmtenet met drie bronnen, waar we P2H en/of opslag aan toevoegen. De gekozen variant van P2H is de e-boiler en we gebruiken een TTES met 12 uur opslag, zie Figuur 8 voor een grafisch overzicht. We berekenen alle vier varianten van deze case: met/zonder P2H en met/zonder opslag.

Figuur 8 - E-boiler met TTES



De belangrijkste resultaten zijn weergegeven in Tabel 5. Hieruit kunnen we de volgende conclusies trekken:

- De e-boiler is niet rendabel in dit warmtenet. De investeringskosten worden niet goed gemaakt door een besparing, omdat er door de hoge nettarieven netto geen besparing is.
- De CO<sub>2</sub>-uitstoot neemt bij dit warmtenet toe door de e-boiler. Dit komt omdat de e-boiler een deel van de warmte vanuit restwarmte en biomassa vervangt. Conform internationale definities hebben deze bronnen een emissiefactor van nul, terwijl de uitstoot van de elektriciteitsmix in 2030 nog op ieder uur boven nul ligt.
- De TTES-opslag is rendabel, maar heeft in dit warmtenet een terugverdientijd van tien jaar. De basislast- en middenlastbronnen worden inderdaad beter uitgenut, waardoor de variabele kosten lager liggen. Dit is voldoende om de vaste kosten van de TTES te dekken, maar de terugverdientijd is nog niet commercieel aantrekkelijk in dit warmtenet.
- De opslag leidt tot een reductie van de CO<sub>2</sub>-uitstoot van zo'n 25% omdat de piekgasketel minder wordt ingezet.

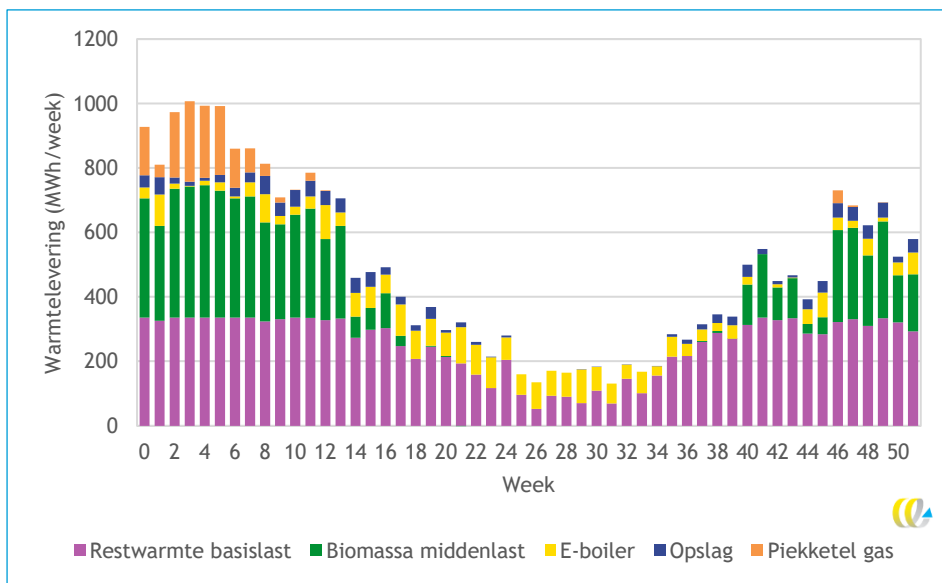
Tabel 5 - Resultatentabel e-boiler met TTES

Parameter	Geen P2H of opslag (referentie)	Alleen P2H	Alleen opslag	Zowel P2H als opslag
Warmtekosten	11,33 €/GJ	14,18 €/GJ (+2,85/+25%)	11,07 €/GJ (-0,26/-2%)	13,62 €/GJ (+2,29/+20%)
Investeringskosten	4,11 M€	4,50 M€ (+0,39 M€)	4,42 M€ (+0,31 M€)	4,81 M€ (+0,70 M€)
Besparingen	-	-0,18 M€/j	0,03 M€/j	-0,13 M€/j
Terugverdientijd	-	Negatief	10 jaar	Negatief

Parameter	Geen P2H of opslag (referentie)	Alleen P2H	Alleen opslag	Zowel P2H als opslag
CO <sub>2</sub> -uitstoot (kg/GJ):	6,34	7,85 (+1,51/+24%)	4,68 (-1,66/-26%)	7,00 (+0,66/+10%)
- waarvan lokaal	6,34	6,10	4,68	3,83
- waarvan elektriciteit	0	1,74	0	3,16
Emissiefactor gebruikte elektriciteit	-	63 g CO <sub>2</sub> /kWh	-	89 g CO <sub>2</sub> /kWh

In Figuur 9 is de inzet per bron over het jaar weergegeven. De e-boiler wordt het hele jaar door ingezet: in de zomer bij lage prijzen door zon-pv, in de winter bij lage prijzen door (offshore) wind. De opslag wordt met name van het najaar tot de lente ingezet, als tenminste de middenlastbron actief is. In de lente en herfst kan de opslag namelijk benut worden om de basislastbron beter te benutten, terwijl in de winter de inzet van piekgas kan worden voorkomen door juist de middenlastbron beter in te zetten.

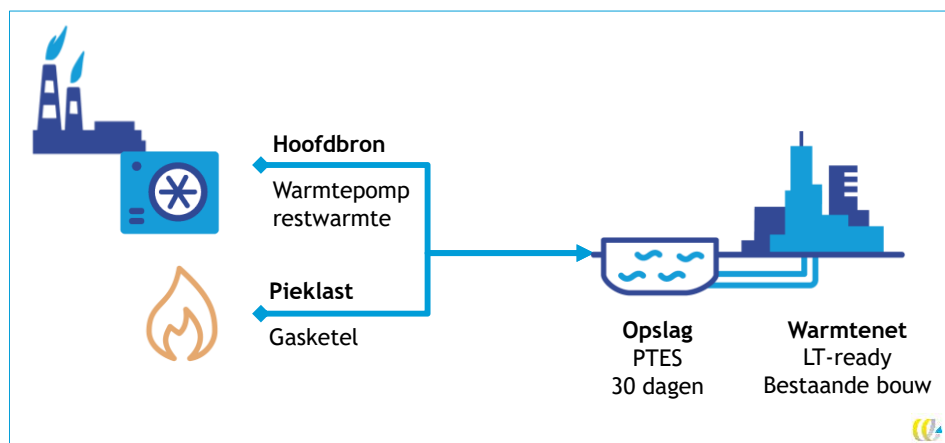
Figuur 9 - Inzet van de verschillende bronnen in de case met e-boiler én TTES



#### 4.2.2 Restwarmte met warmtepomp en PTES

In deze case is de hoofdbron een warmtepomp die restwarmte van 30-40°C opwaardeert naar middentemperatuur. Er is geen aparte middenlastbron en een gasketel als pieklast. Zie Figuur 10 voor een grafisch overzicht. We vergelijken dit warmtenet met en zonder opslag. De opslag is een PTES met maximaal 30 dagen opslagcapaciteit. We bekijken hoeveel opslagcapaciteit er daadwerkelijk gebruikt wordt en passen daar de omvang van de opslag op aan.

Figuur 10 - Overzichtsfiguur case warmtepomp op restwarmte met PTES



De belangrijkste resultaten zijn weergegeven in Tabel 6. Hieruit kunnen we de volgende conclusies afleiden:

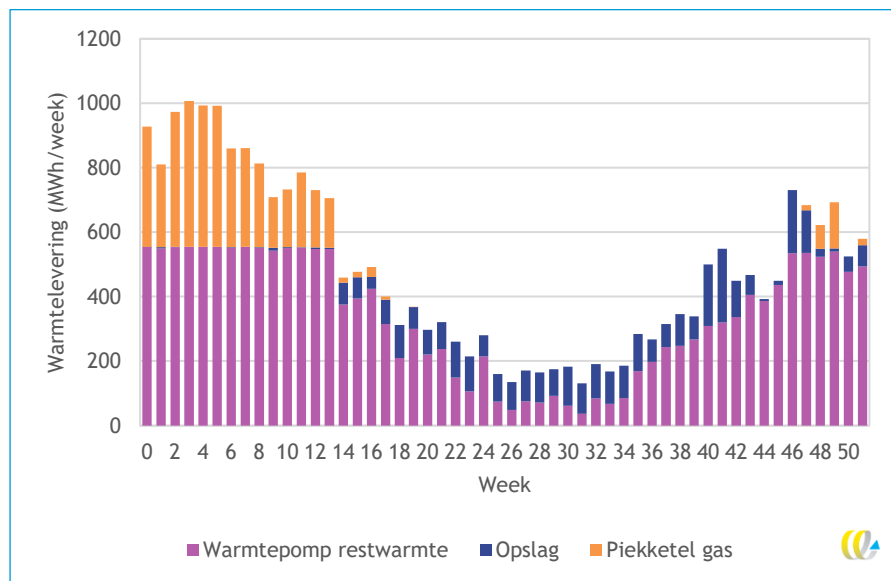
- De PTES zorgt voor lagere kosten. De investering is relatief beperkt en met de PTES kan de warmtepomp inspringen op lage elektriciteitsprijzen, hoge elektriciteitsprijzen voorkomen en inzet van de piekkelletel verminderen.
- De CO<sub>2</sub>-emissies dalen door de PTES met zo'n 15%, zowel voor het gebruik van aardgas als voor het gebruik van elektriciteit.
- De PTES zorgt ervoor dat de warmtepomp op andere momenten elektriciteit gebruikt, waardoor er gemiddeld bijna 25% schonere elektriciteit gebruikt wordt.

Tabel 6 - Resultatentabel warmtepomp restwarmte met PTES

Parameter	Referentie	Met PTES-opslag
Warmtekosten	19,20 €/GJ	18,38 €/GJ (-0,82/-4%)
Investeringskosten	5,16 M€	5,33 M€ (+0,17 M€)
Besparingen	-	0,07 M€/j
Terugverdientijd	-	2,3 jaar
CO <sub>2</sub> -uitstoot (kg/GJ):	28,17	23,86 (-4,31/-15%)
– waarvan lokaal	14,29	12,31
– waarvan elektriciteit	13,88	11,54
Emissiefactor gebruikte elektriciteit	175 g CO <sub>2</sub> /kWh	136 g CO <sub>2</sub> /kWh

In Figuur 11 is de inzet van de verschillende bronnen weergegeven. De opslag wordt alleen in de lente tot de herfst gebruikt. In de winter draait de warmtepomp altijd op volledig vermogen en heeft deze geen capaciteit over om de opslag te vullen. Het model gebruikt de opslag dan ook lang niet voor de maximale capaciteit: er wordt voor maximaal twee dagen warmte opgeslagen. Omdat we de kosten ook baseren op opslag van twee dagen, is de PTES toch rendabel. Een warmtepomp met een hoger vermogen zal meer capaciteit hebben om de opslag te vullen en zal dus ook meer warmte opslaan en dus meer emissies reduceren.

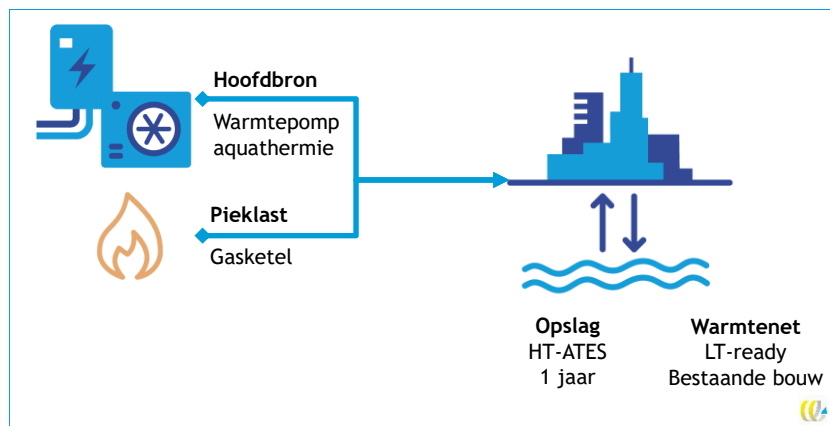
Figuur 11 - Inzet van de warmtepomp, piekketel en PTES per week



### 4.2.3 Aquathermie met warmtepomp en HT-ATES

In deze case is de hoofdbron een warmtepomp die warmte van aquathermie opwaardeert naar middentemperatuur. Er is geen aparte middenlastbron en een gasketel als pieklast. Zie Figuur 12 voor een grafisch overzicht. We vergelijken dit warmtenet met en zonder opslag. De opslag is een HT-ATES met maximaal 1 jaar opslagcapaciteit. We bekijken hoeveel opslagcapaciteit er daadwerkelijk gebruikt wordt en passen daar de omvang van de opslag op aan.

Figuur 12 - Overzichtsfiguur warmtepomp op aquathermie met HT-ATES



De belangrijkste resultaten zijn weergegeven in Tabel 7. Hieruit kunnen we de volgende conclusies afleiden:

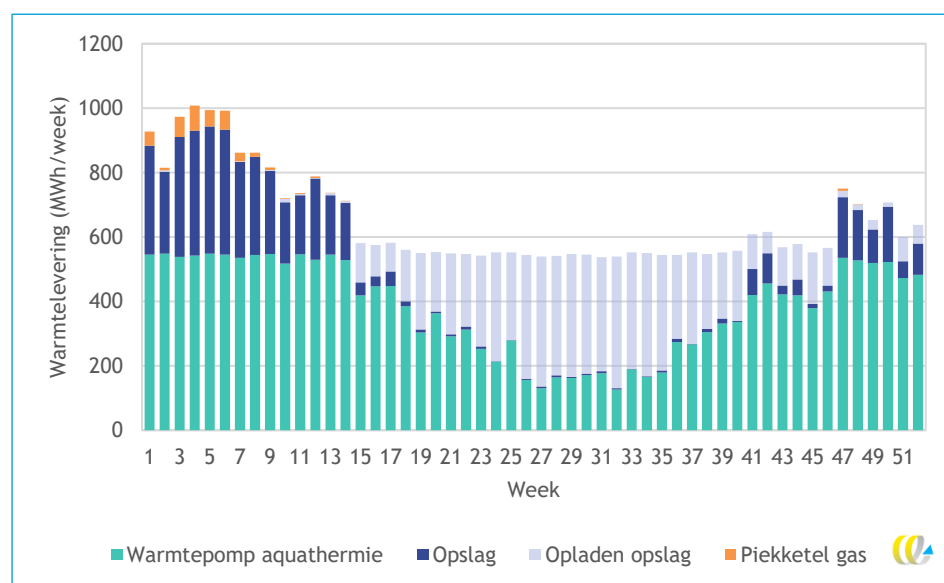
- Het warmtenet met HT-ATES heeft lagere kosten dan de referentie doordat er veel inzet van duur piekgas kan worden voorkomen.
- De emissies van het warmtenet dalen behoorlijk door de HT-ATES, maar kunnen in deze casus in 2030 niet verder dalen omdat de elektriciteitsmix niet schoner is. Na 2030 dalen de emissies van de elektriciteitssector echter verder. Een systeem met overcapaciteit zou ook gebruik kunnen maken van schonere elektriciteit.

Tabel 7 - Resultatentabel warmtepomp aquathermie met HT-ATES

Parameter	Referentie	Met HT-ATES opslag
Warmtekosten	21,60 €/GJ	20,17 €/GJ (-1,42/-7%)
Investeringskosten	7,95 M€	9,14 M€ (+1,19 M€)
Besparingen	-	0,18 M€/j
Terugverdientijd	-	6,7 jaar
CO <sub>2</sub> -uitstoot (kg/GJ):	28,17	19,72 (-8,44/-30%)
- waarvan lokaal	14,29	1,01
- waarvan elektriciteit	13,88	18,71
Emissiefactor gebruikte elektriciteit	172 g CO <sub>2</sub> /kWh	169 g CO <sub>2</sub> /kWh

In Figuur 13 is de inzet van de verschillende bronnen weergegeven. Hier zien we dat er tijdens de zomer veel warmte wordt opgeslagen in de seizoensopslag om tijdens de winter in te zetten. De piekvoorziening met gas blijft echter voordelig voor kortdurende en hoge vraagpieken.

Figuur 13 - Inzet van de warmtepomp, piekkel en HT-ATES per week



## 4.3 Onzekerheden voor 2030

In deze paragraaf bespreken we kort en kwalitatief de belangrijkste onzekerheden voor de rentabiliteit van Power-to-Heat en opslag in 2030.

### 4.3.1 Elektriciteitsprijs

De elektriciteitsprijs is een belangrijke factor voor de rentabiliteit van warmtepompen en elektrische boilers. Hogere elektriciteitsprijzen werken in het voordeel van opslag en warmtebronnen met een hoge efficiëntie of op biomassa. Warmtepompen en elektrische boilers zijn relatief minder aantrekkelijk bij hoge elektriciteitsprijzen.



De elektriciteitsprijs wordt vooral bepaald door de volgende factoren:

- **Gasprijs** - Op alle uren dat er onvoldoende hernieuwbare elektriciteit is om de *hele* elektriciteitsvraag te dekken, zetten gascentrales de elektriciteitsprijs (zie Paragraaf 5.4). De gasprijs is daarmee de meest bepalende factor voor de elektriciteitsprijs.
- **CO<sub>2</sub>-prijs** - Bepaalt naast de gasprijs de marginale kosten van gascentrales. Voor iedere 10 €/ton CO<sub>2</sub>, komt er zo'n 2 €/MWh aan CO<sub>2</sub>-kosten bij de gasprijs op.
- **Hoeveelheid duurzame opwek vs. elektriciteitsvraag** - In ons scenario gaan we uit van veel extra zon en wind én veel extra elektriciteitsvraag, zowel stuurbaar als niet-stuurbaar. Als de vraag achterblijft bij het aanbod, zullen de prijzen lager liggen op momenten dat er veel aanbod is vanuit zon of wind. Als het aanbod echter juist achterblijft bij de vraag, zullen de prijzen veel vaker worden bepaald door gascentrales en ook vaker door minder efficiënte en dus duurdere gascentrales. De balans tussen opwek en vraag is ook van invloed op de emissiefactor van elektriciteit.
- **Groei van andere soorten flex** - Niet alleen P2H in de gebouwde omgeving kan inspringen op lage prijzen. Slim laden van elektrische auto's, elektrolyzers, P2H in de industrie en vraagsturing bij consumenten en bedrijven kunnen dit ook. Alle afnemers vissen dus uit dezelfde vijver van goedkope elektriciteit. Grote hoeveelheden flex kan ertoe leiden dat de prijzen stijgen bij uren met veel hernieuwbare opwek. Met veel flex is er immers vaak geen overschot meer en wordt alle elektriciteit benut. De prijs wordt dan gezet door de afnemer met de hoogste betalingsbereidheid.
- **Weerjaar** - We gaan uit van weerjaar 2015, een gemiddeld weerjaar. In andere weerjaren is er soms (veel) minder hernieuwbare opwek, bijvoorbeeld in weerjaar 1987. Minder hernieuwbare opwek zal leiden tot hogere elektriciteitsprijzen.

### 4.3.2 CO<sub>2</sub>-prijs

De CO<sub>2</sub>-prijs verhoogt de marginale kosten van de gasketel. Daardoor zijn er meer momenten waarop opslag goedkoper warmte kan leveren dan de gasketel.

Een stijgende CO<sub>2</sub>-prijs verhoogt echter ook de kosten van elektriciteit op momenten dat er niet genoeg hernieuwbare elektriciteit is (zie vorige paragraaf). Op deze momenten zal een warmtepomp alsnog aantrekkelijker blijven dan een gasketel, door het hogere rendement (>300% vs. 90%). Een e-boiler is echter minder aantrekkelijk dan een gasketel op deze momenten. De elektriciteitsprijs wordt namelijk bepaald door gascentrales, met een rendement van maximaal zo'n 60%. Het is dan goedkoper om gas direct met 90% rendement om te zetten in warmte.

### 4.3.3 Opbrengsten uit handel op elektriciteitsmarkten

We voorzien op de langere termijn dat warmtepompen en e-boilers slechts zeer beperkte inkomsten kunnen halen uit de elektriciteitsmarkten (FCR, aFRR en onbalans, zie Paragraaf 3.4). Op de korte- en middellange termijn ligt dit echter anders en kan er wel degelijk goed geld verdiend worden door regelvermogen aan te bieden aan TenneT, formeel via de veilingen voor FCR en aFRR, of via de vrijwillige onbalansmarkt. Deze inkomsten liggen in de orde grootte van 100.000 €/MW/jaar (CE Delft, 2022b), voldoende om de varianten met de e-boiler een positieve businesscase te geven.

### 4.3.4 Investeringskosten seizoensopslag

De kosten voor HT-ATES en PTES kennen nog een grote onzekerheidsmarge. Er zijn nog weinig installaties gebouwd in Nederland en ieder project is nog een 'one-off'. Omdat er zo weinig ervaring is, lopen de kostenschattingen uiteen. De onzekerheid in kosten en de projectrisico's kunnen sterk afnemen als er een aantal installaties succesvol gebouwd wordt, maar het is geen zekerheid dat dit zal gaan gebeuren.

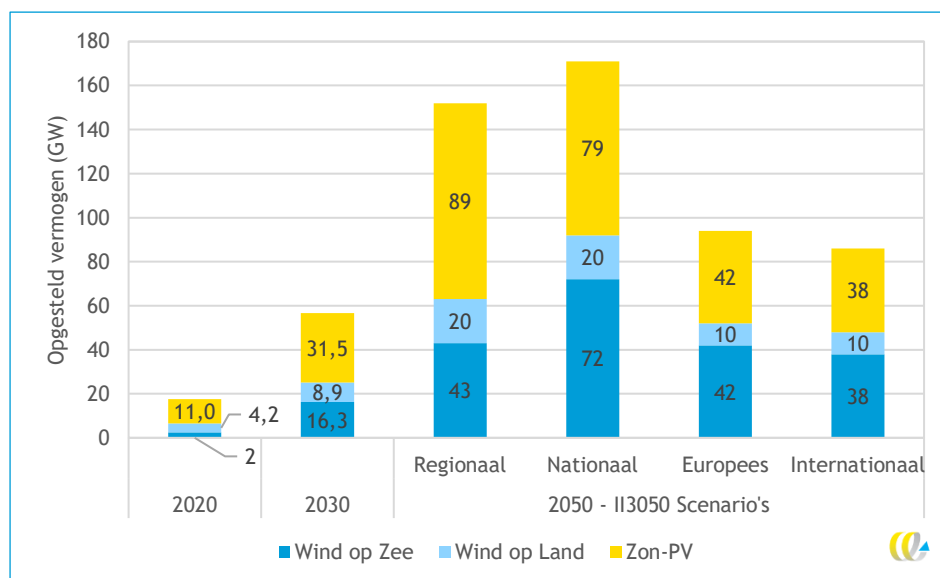
## 4.4 Doorkijk naar businesscase in 2050

We bekijken nu kwalitatief hoe de businesscase zal veranderen richting 2050. We beschouwen een aantal trends en bekijken hoe deze van invloed zijn op de businesscase.

### 4.4.1 Verdere uitbouw van hernieuwbare opwek

De opwek van hernieuwbare elektriciteit zal ook na 2030 stevig door blijven groeien. Dit is weergegeven in Figuur 14. De cijfers voor 2030 komen uit ons eigen scenario (zie Paragraaf 4.1.1), de scenario's voor 2050 komen uit de studie 'Klimaatneutrale energiescenario's', ook wel bekend als de I13050 (Berenschot & Kalavasta, 2020). In deze studie zijn vier zeer uiteenlopende scenario's opgesteld voor het Nederlandse energiesysteem. Deze scenario's worden gezien als uitersten qua mogelijke verduurzamingsroutes. De werkelijkheid zal zich dus waarschijnlijk tussen deze scenario's in bevinden.

Figuur 14 - Scenario's voor de groei van het opgestelde vermogen van zon-pv en windmolens



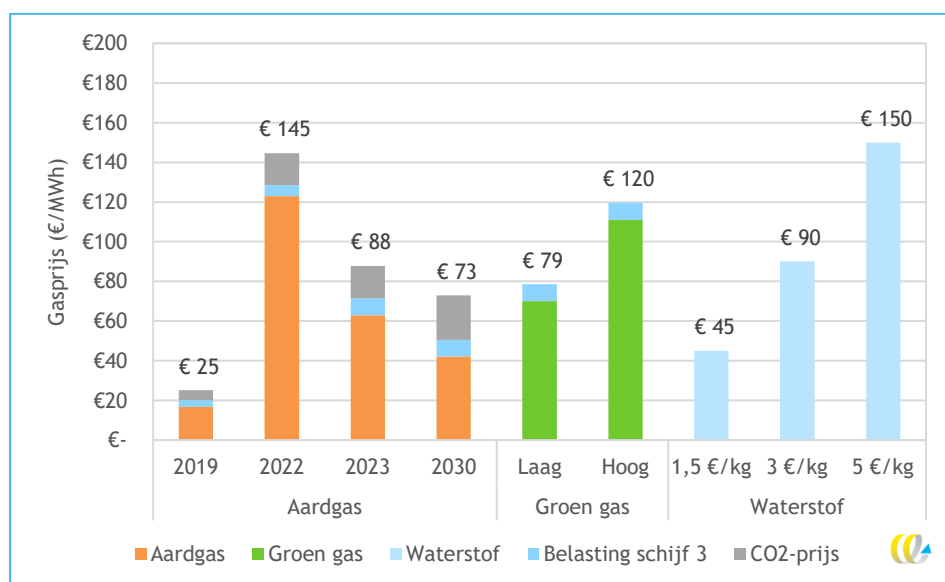
Ongeacht het scenario zullen zon en wind na 2030 dus blijven groeien. Dit zal als gevolg hebben dat de elektriciteitsmarkt volatieler wordt, met groeiende prijsverschillen tussen momenten dat er genoeg hernieuwbare elektriciteit is en momenten waarop dat niet zo is.

## 4.4.2 Van aardgas naar groengas of waterstof

Aardgas zal de komende jaren steeds duurder worden. Aardgas wordt nu nog relatief weinig belast in verhouding tot elektriciteit, maar dit is de afgelopen jaren gaan schuiven en die verschuiving zet naar verwachting door. Daarnaast zullen de kosten voor CO<sub>2</sub>-uitstoot in het EU ETS steeds hoger worden voor grote uitstoters en zullen kleinere uitstoters onder het nieuwe ETS voor de gebouwde omgeving gaan vallen. Aardgas wordt dus steeds duurder.

Uiteindelijk zal het gebruik van aardgas verboden worden, ofwel direct door een verbod, ofwel indirect door steeds verder stijgende belastingen. De alternatieve moleculen zoals groengas en waterstof zullen duurder zijn, zie Figuur 16. Zowel groengas als waterstof liggen qua prijs meer in lijn met de huidige extreem hoge gasprijzen dan met de historisch lage gasprijs (2019 in de grafiek). De toekomstige prijs voor waterstof is nog erg onzeker, maar zelfs in een zeer gunstig scenario zal waterstof in de toekomst aanzienlijk duurder zijn dan aardgas tot voor kort was.

Figuur 15 - Vergelijking prijzen aardgas, groengas en waterstof in €/MWh (1 €/MWh = 0,28 €/GJ)



NB: De prijs van waterstof is weergegeven zonder belastingen omdat het onbekend is hoe het energetisch gebruik van waterstof belast gaat worden.

Door de stijgende prijs van moleculen wordt de inzet van (piek)ketels en wkk's duurder. Zij zullen te duur worden voor gebruik als basislastbron. Voor gebruik als pieklast zullen zij wel aantrekkelijk blijven, maar door de hogere prijs van moleculen zal het aantal uren waarop piekketels ingezet zullen worden sterk afnemen.

Niet alleen de kosten voor het directe gebruik van gas stijgen door de hogere prijs van moleculen, ook de prijs van elektriciteit stijgt op momenten dat er onvoldoende hernieuwbare opwek is, omdat aardgas voor gascentrales duurder wordt. De gascentrales zullen op termijn worden omgebouwd naar waterstofcentrales of zullen gebruikmaken van CCS. De prijs van regelbare elektriciteit wordt echter permanent duurder dan historisch het geval was. Daardoor nemen de prijsverschillen nog verder toe dan door alleen de toename van hernieuwbare opwek. Periodes met veel hernieuwbare opwek en zeer lage prijzen zullen worden afgewisseld met periodes waarin centrales dure brandstof verstoppen. De prijzen

op deze momenten zullen extra hoog zijn omdat de centrales erg weinig draaiuren meer maken en dus hun vaste kosten in relatief weinig uren moeten terugverdienen.

Ook opslag en vraagsturing (demand side management) zullen deze prijsverschillen niet helemaal vlaktrekken. Zonder prijsverschil is er immers geen businesscase voor opslag en geen prikkel voor gedragsverandering.

#### 4.4.3 Klimaatverandering

De effecten van klimaatverandering beginnen inmiddels merkbaar te worden en zullen in de toekomst alleen maar sterker worden. Aan de warmtekant daalt de warmtevraag door stijging van de gemiddelde temperatuur en een stijgende zoninstraling in de winter. Aan de andere kant stijgt de koelvraag ook door stijgende temperaturen en stijgende zoninstraling in de zomer. De totale energievraag in de gebouwde omgeving zal min of meer gelijk blijven omdat deze twee effecten elkaar compenseren (Pérez-Andreu et al., 2017) (Isaac & Vuuren, 2009).

De effecten op de elektriciteitsvoorziening zijn beperkt voor Noordwest-Europa (Gernaat et al., 2021). De beschikbaarheid van waterkracht neemt af, terwijl er gemiddeld meer (+10%) energie uit wind op land opgewekt kan worden. De opwek uit zon-pv neemt zo'n 5% af door de toegenomen temperaturen, zonnepanelen wekken immers minder elektriciteit op naarmate ze warmer worden.

Resumerend zal de opwarming van de aarde een positief effect hebben op de warmtevoorziening, doordat de energievraag verschuift van de winter naar de zomer. Dit past beter bij de beschikbaarheid van hernieuwbare energie. In de winter is er immers regelmatig veel wind, maar er zijn ook perioden van luwte, terwijl de zon in de zomer relatief constant schijnt.

#### 4.4.4 Risico's en kostprijs alternatieve bronnen en opslag dalen

De techniek van alternatieve bronnen en van opslagstechnieken zal verder dalen. Geothermie, restwarmte en grootschalige warmtepompen zullen door de hogere prijzen van moleculen aantrekkelijker worden en dus meer worden toegepast. E-boilers worden ook aantrekkelijker door de volatielere elektriciteitsmarkt. Bij warmtepompen speelt daarnaast dat zij relatief makkelijk te realiseren zijn ten opzichte van andere CO<sub>2</sub>-arme bronnen zoals biomassa, geothermie en restwarmte. Doordat de technieken meer worden toegepast, ontwikkelt de techniek verder, treden er standaardisatie en schaalvergroting op, worden de risico's lager en dalen de prijzen.

Voor opslagstechnieken zal dit net zo gaan: opslag zal aantrekkelijker worden door volatielere elektriciteitsprijzen en hogere prijzen voor het gebruik van pieksetels. Op dezelfde manier als voor warmtebronnen zal dit ook voor opslag leiden tot dalende prijzen. Naast dalende prijzen zullen er ook nieuwe opslagstechnieken marktrijp worden, met betere eigenschappen en/of lagere kosten.

#### 4.4.5 Conclusie: businesscase P2H en opslag verbetert sterk na 2030

De kosten van de technieken voor Power-to-Heat en opslag zullen afnemen, omdat er steeds meer projecten gerealiseerd worden, de techniek zich ontwikkelt en de risico's afnemen.

Anderzijds zullen de opbrengsten of besparingen van P2H en opslag toenemen omdat de elektriciteitsprijs steeds volatieler wordt door de groei van hernieuwbare opwek en de stijgende prijs van moleculen.



De businesscase van Power-to-Heat en opslag zal dus sterk verbeteren na 2030. De systemen hebben een lange levensduur en systemen die nu nog niet rendabel zijn, kunnen dat over hun levensduur wel worden. Voor partijen die investeringen op langere termijnen beoordelen, kan het dus ook nu al aantrekkelijk zijn om te investeren in P2H+S.



# 5 P2H+S in breder perspectief

In dit hoofdstuk schetsen we de impact op het energiesysteem van de inzet van een e-boiler in combinatie met opslag. Dit vergelijken we illustratief met individuele warmtepompen. In Paragraaf 5.1 wordt de methode toegelicht. Vervolgens bekijken we in Paragraaf 5.2 de gelijktijdigheid met hernieuwbare opwek, in Paragraaf 5.3 presenteren we de mate van curtailment van hernieuwbare opwek en in Paragraaf 5.4 bekijken we wat het effect is op de benodigde inzet van piekcentrales voor elektriciteitsopwek. In Paragraaf 5.5 lichten we vervolgens het effect op de CO<sub>2</sub>-uitstoot toe en ten slotte in Paragraaf 5.6 kwalitatief het effect op het elektriciteitsnet. Tenslotte vatten we de belangrijkste bevindingen in Paragraaf 5.7 kort samen.

## 5.1 Methode

We vergelijken verschillende situaties met elkaar om de impact op een aantal aspecten te kunnen onderscheiden. We vergelijken illustratief een warmtenet met P2H+S met individuele warmtepompen. Meer concreet vergelijken we drie situaties met elkaar:

1. De referentiesituatie in 2030, zoals besproken in Paragraaf 4.1.1 en Bijlage D.
2. Referentie plus 500.000 woningequivalent extra verduurzaamd met een warmtenet waarin een e-boiler en TTES zitten.
3. Referentie plus 500.000 woningequivalent extra verduurzaamd met individuele warmtepompen (all-electric).

De impact van het warmtenet met P2H+S en individuele warmtepompen wordt bepaald door het verschil te nemen met het referentiescenario. Zo wordt duidelijk hoeveel *extra* elektriciteitsgebruik/CO<sub>2</sub>-uitstoot/etc. er ontstaat ten gevolge van extra verduurzaming. Het getal van 500.000 woningequivalenten is dan ook willekeurig gekozen en is er met name op gericht dat de verandering groot genoeg is zodat de modellen betrouwbare uitkomsten geven.

De e-boiler en de opslag worden prijsgestuurd ingezet, zoals ze ook in Hoofdstuk 4 zijn ingezet. De e-boiler wordt dus alleen ingeschakeld bij lage prijzen. De individuele warmtepompen worden daarentegen vraaggestuurd ingezet, oftewel de individuele warmtepomp gaat aan als er warmtevraag is, zonder naar de elektriciteitsprijs te kijken.

We bepalen en vergelijken de gelijktijdigheid van de inzet van de e-boiler en individuele warmtepompen met de hernieuwbare opwek, de mate van curtailment en de inzet van piekcentrales. Ook hebben we een inschatting gemaakt van het effect op de totale CO<sub>2</sub>-uitstoot. Het effect op netcapaciteit bespreken we tenslotte kwalitatief.

## 5.2 Gelijktijdigheid van vraagprofiel met opwek

In deze paragraaf bekijken we in hoeverre de elektriciteitsvraag van de twee warmteoplossingen op hetzelfde moment plaatsvindt als dat er aanbod is van elektriciteit uit zon en wind.

We hebben de gelijktijdigheid van het vraagprofiel met de (hernieuwbare) opwek bepaald met de Pearson-coëfficiënt, een wiskundige benadering om inzichtelijk te maken in hoeverre twee reeksen van waarden met elkaar correleren. Hierbij geeft een waarde van 1 aan dat er volledig positieve correlatie is, 0 geeft aan dat er geen correlatie is en -1 geeft aan

dat er volledig negatieve correlatie is. Een positieve correlatie betekent dat op momenten dat het ene profiel hoge waardes geeft, het andere profiel dat ook doet. Een negatieve correlatie wil zeggen dat wanneer het ene profiel hoge waardes geeft, het andere juist lage waardes geeft.

In volgende tabel staat de Pearson-coëfficiënt voor het individuele-warmtepomp-scenario en voor het e-boiler-scenario met enerzijds de beschikbaarheid van zonne-energie en anderzijds de beschikbaarheid van windenergie.

Tabel 8 - Pearson-correlatiecoëfficiënt

	Profiel inzet individuele warmtepomp (vraaggestuurd)	Profiel inzet e-boiler (prijsgestuurd)
Profiel opwek zon-pv	-0,30 (negatief)	0,49 (positief)
Profiel opwek wind	0,01 (neutraal)	0,22 (positief)

We zien dat het profiel van de individuele warmtepomp negatief correleert met de opwek van zonne-energie en nauwelijks een correlatie heeft met de opwek van windenergie. Dit is te verklaren doordat de inzet van individuele warmtepompen zonder warmteopslag wordt bepaald door de warmtevraag van de woning en niet door de elektriciteitsprijs. De negatieve correlatie met zon-pv komt doordat de individuele warmtepomp vooral in de winter elektriciteit gebruikt, terwijl zon-pv met name in de zomer produceert.

Voor de e-boiler geldt dat er een redelijke correlatie is met wind, en een behoorlijke correlatie met zon. Dit kan verklaard worden uit het feit dat de e-boiler ingezet wordt op momenten van lage elektriciteitsprijzen. Een lage elektriciteitsprijs ontstaat voornamelijk op momenten dat er zowel veel wind als zon is; op veel momenten in het jaar is er veel wind-energie beschikbaar maar geen zon en op die momenten is de prijs vaak nog niet laag genoeg om de e-boiler aan te zetten.

### 5.3 Effect op curtailment van hernieuwbare productie uit wind en zon

In deze paragraaf bekijken we kwantitatief hoeveel extra elektriciteit uit zon en wind er gebruikt kan worden door de extra vraag van de individuele warmtepompen/de e-boiler. In 2030 zijn er namelijk regelmatig momenten waarop het aanbod van elektriciteit hoger is dan de vraag. De overtollige stroom wordt dan gecurtaild (weggegooid). Met (gerichte) extra vraag kan deze elektriciteit toch nuttig ingezet worden, wat op een later moment weer de inzet van vervuilende bronnen kan voorkomen.

In het referentiescenario wordt maximaal 56,5 GW aan wind- en zonnestroom geproduceerd, terwijl de piekvraag niet hoger is dan 36 GW. We zien dat er overschotten tot 29 GW kunnen ontstaan. Een deel van de hernieuwbare energie wordt dan ook gecurtaild omdat de hoeveelheid opslag, export en vraagsturing beperkt is. In het referentiescenario wordt in 2030 over het gehele jaar 4,5 TWh aan hernieuwbare opwek uit wind en zon gecurtaild. Dit gebeurt met name op dagen dat het flink zonnig is en ook nog eens flink waait. De mate van export is beperkt, doordat enerzijds de interconnectiecapaciteit met onze buurlanden beperkt is en anderzijds omdat op momenten van veel zon en wind in Nederland dit in de omringende landen vaak ook het geval is.

In het individuele-warmtepomp-scenario wordt 2% van de extra vraag ingevuld met hernieuwbare opwek. Deze energie zou zonder de extra vraag zijn gecurtaild. Het gaat om 17 GWh over het hele jaar heen. Dat is 0,4% van de curtailment in het referentiescenario.

In het e-boiler-scenario wordt een groter deel van de extra vraag ingevuld met elektriciteit uit wind en zon, namelijk 30%. Dit komt overeen met 253 GWh ofwel 5,7% van de curtailment in het referentiescenario.

## 5.4 Effect op de maximale elektriciteitsvraag uit centrales

In deze paragraaf bepalen we hoeveel vermogen aan conventionele elektriciteitscentrales er maximaal nodig is om de extra elektriciteitsvraag van individuele warmtepompen/e-boilers te bedienen op momenten dat er onvoldoende elektriciteit wordt opgewekt uit wind en zon. Een toename van het maximale vermogen dat centrales moeten leveren, wijst erop dat er meer centrales nodig zijn als er meer individuele warmtepompen of e-boilers gebouwd worden. Zo lang deze extra vraag nog bediend kan worden uit bestaande centrales is er geen probleem, maar als dat niet zo is moeten er centrales bijgebouwd worden om altijd aan de vraag te kunnen voldoen.

In het scenario met de individuele warmtepompen wordt maximaal 0,9 GW extra aan centrales gebruikt in het gemodelleerde weerjaar als gevolg van de extra vraag. Bij een nog sterkere toename aan individuele warmtepompen en een krappe beschikbaarheid van centrales is het aannemelijk dat er centrales bijgebouwd moeten worden om op alle momenten aan de elektriciteitsvraag te kunnen voldoen.

De e-boiler gaat veelal aan als er een lage elektriciteitsprijs is en dus voldoende hernieuwbare opwek om de extra vraag te bedienen. Op sommige momenten is dit niet het geval, bijvoorbeeld als een must-run-centrale<sup>7</sup> de marginale opwekker is of als de extra vraag van de e-boiler kan voorkomen dat een centrale voor een paar uur moet uitschakelen. De extra vraag vanuit centrales neemt dan ook toe met 0,6 GW. Het komt echter nooit voor dat er een reguliere gascentrale extra wordt ingeschakeld puur om in de vraag van e-boilers te voorzien. Op die momenten wordt de elektriciteitsprijs namelijk gezet door de gascentrale met 60% rendement. De e-boiler kan dan niet langer goedkoper warmte produceren dan de piekketel (die 90% rendement heeft) en dus gaat de piekketel aan en niet de e-boiler. Dit bespaart gas en zorgt ervoor dat er minder elektriciteitscentrales nodig zijn.

## 5.5 Effect op de CO<sub>2</sub>-uitstoot in Nederland

In deze paragraaf berekenen we hoeveel de CO<sub>2</sub>-uitstoot toeneemt door de extra verduurzaming. Daarbij beschouwen we de extra emissies vanuit elektriciteitscentrales, maar ook de lagere emissies van de piekgasketel in het warmtenet en de vermeden emissies omdat de individuele warmtepompen/e-boilers warmte uit individuele cv-ketels vervangen.

In het basisscenario is in 2030 de CO<sub>2</sub>-uitstoot van elektriciteitscentrales in Nederland ruim 30 Mton. De jaargemiddelde emissiefactor voor elektriciteit komt dan uit op ruim 153 g CO<sub>2</sub>/kWh. Dat ligt hoger dan het PBL in de KEV 2022 verwacht, zie de verklaring hiervoor in volgend tekstkader.

<sup>7</sup> Een must-run-centrale is een centrale die altijd elektriciteit produceert, zelfs bij negatieve prijzen. Voorbeelden zijn afvalverbrandingsinstallaties, wkk's die warmte leveren aan de industrie of kerncentrales.





#### **Integrale CO<sub>2</sub>-emissiefactor basisscenario in vergelijking met KEV 2022**

In de KEV 2022 wordt voor 2030 uitgegaan van een integrale emissiefactor van 60-70 g CO<sub>2</sub>/kWh. Dit is ruim een factor twee lager dan in het basisscenario van onze studie. Dit verschil kan verklaard worden doordat wij uitgaan van meer elektrificatie en dus een fors hogere elektriciteitsvraag dan de KEV. De KEV is namelijk een beleidsraming, die alleen ontwikkelingen meeneemt die al in beleid zijn vastgelegd, terwijl wij meer de (optimistischere) marktverwachting volgen (zie Bijlage D voor de exacte aannames).

Wij veronderstellen een veel hogere vraag naar elektriciteit (ca. 72 TWh hoger dan in de KEV). Als gevolg daarvan, voorzien wij dat de beschikbare geproduceerde elektriciteit (hierin is al rekening gehouden met curtailment en productie voor export) in 2030 uitkomt op 199 TWh, terwijl de KEV 2022 een totale productie van tussen de 150 en 166 TWh veronderstelt. Het verschil van ons uitgangspunt met de laagste waarde in de KEV 2022 is ruim 48 TWh. Wij veronderstellen ook een hoger geïnstalleerd vermogen aan wind- en zonne-energie en dus een hogere productie aan windenergie (+4,7 TWh) en zonnestroom (+13,7 TWh), maar dit is onvoldoende om de volledige extra vraag te bedienen. Op jaarbasis zal er dus ongeveer 30 TWh meer elektriciteitsproductie uit centrales nodig zijn, wat met name gascentrales zullen zijn.

In het scenario met individuele warmtepompen neemt de elektriciteitsvraag in ons model toe met ruim 1 TWh. Als gevolg hiervan nemen de CO<sub>2</sub>-emissies door de extra elektriciteitsproductie in het model toe met ruim 1%. We gaan er daarbij van uit dat de extra elektriciteitsvraag op elk moment bediend wordt door de hernieuwbare opwek indien beschikbaar, of anders de centrale die het goedkoopst kan produceren (marginale centrale). Op vrijwel elk uur van het jaar zal dit een gascentrale zijn met een emissiefactor van zo'n 300 g CO<sub>2</sub>/kWh of hoger.

In het scenario met een warmtenet met e-boiler neemt de elektriciteitsvraag minder toe, met bijna 0,9 TWh. Hiervan komt 30% uit zon of wind die anders gecurtaild zou worden, de toename van de CO<sub>2</sub>-emissies door de extra elektriciteitsproductie is dan ook lager met ongeveer 0,5%.

Naast de emissies in de elektriciteitssector, zijn er ook nog emissies door direct gebruik van aardgas voor de productie van warmte. Voor het warmtenet komt dit neer op zo'n 85 kton extra CO<sub>2</sub> door het gebruik van piekketels op aardgas. Bij individuele warmtepompen komen er geen additionele CO<sub>2</sub>-emissies meer bij door het gebruik van aardgas. In beide scenario's wordt bij 500.000 WEQ de hr-gasketel vervangen en dat levert bijna 1.270 kton CO<sub>2</sub>-reductie op.

Het netto-effect op de CO<sub>2</sub>-emissies door de toegenomen elektriciteitsproductie en de reductie in het gebruik van aardgas geeft voor de individuele warmtepompen een emissiereductie van 910 kton CO<sub>2</sub> en bij het warmtenet met e-boiler 990 kton. In volgende tabel zijn voor alle onderzochte scenario's de netto-emissiereducties weergegeven. Hieruit volgt dat een warmtenet met e-boiler en TTES het meest gunstige effect laat zien op de CO<sub>2</sub>-uitstoot.

Tabel 9 - CO<sub>2</sub>-emissies per scenario

Scenario	Emissies (Mton/j)				Emissie-reductie (Mton/j)
	Extra uitstoot elektriciteit	Cv-ketels	Piekgasketels	Totaal	
Basis	-	1,27	-	1,27	0
Basis + 500.000 WEQ op warmtepompen	+0,36	0	-	0,36	0,91 (-69%)
Basis + 500.000 WEQ op warmtenet met e-boiler en TTES	+0,19	0	0,086	0,28	0,99 (-78%)

## 5.6 Impact op de belasting op het elektriciteitsnet

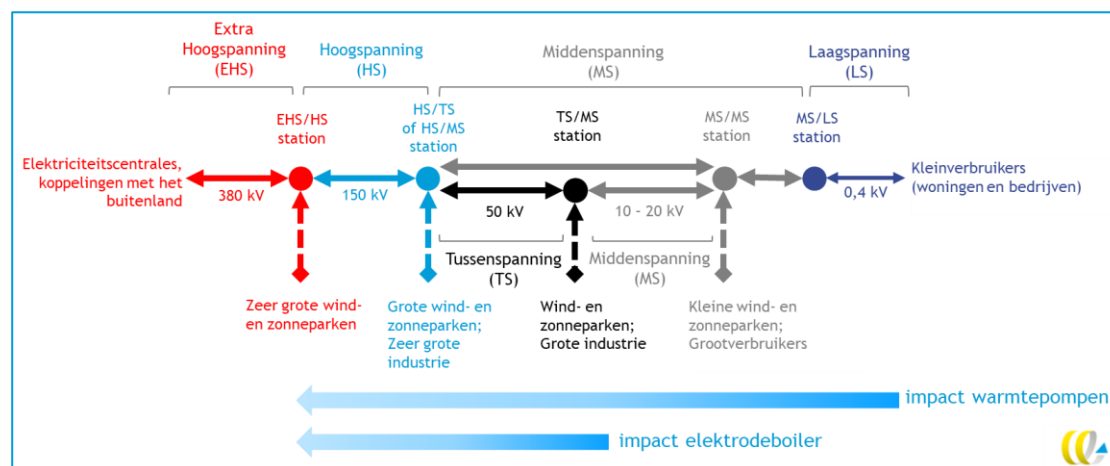
We beschouwen de impact op het elektriciteitsnet kwalitatief voor de verschillende scenario's.

In het scenario waarbij 500.000 woningequivalenten een individuele warmtepomp installeren, zal de maximale elektriciteitsvraag in totaal toenemen met ruim 0,9 GW, terwijl dat in het scenario met warmtenet, TTES en e-boiler beperkt blijft tot ruim 0,5 GW. Dit gaat om het totaalvermogen van de 500.000 woningequivalenten samen. Er is dus meer elektriciteitstransport nodig voor de individuele warmtepompen dan voor de e-boilers.

Voor de individuele warmtepompen geldt dat ze bij woningen worden geïnstalleerd en daarmee aangesloten op het lokale laagspanningsnet (kabels en transformatorhuisjes). Deze vraag naar capaciteit werkt ook door naar de hogere netvlakken en vereist dus potentieel netuitbreidingen op veel verschillende netvakken en netcomponenten, dit is geïllustreerd in Figuur 16.

Een e-boiler van 5 MW of meer zal direct aangesloten worden op een onderstation van de regionale netbeheerder. Daarmee heeft het op een minder groot deel van de infrastructuur impact (zie Figuur 16). Zeer grote e-boilers van 100 MW of meer zullen zelfs nog hoger in het net worden aangesloten. De e-boiler is echter onderdeel van een warmtenet en dat warmtenet moet ook aangelegd worden naar iedere individuele woning.

Figuur 16 - Elektriciteitsinfrastructuur en impactgebieden van individuele warmtepompen en e-boiler



De belangrijkste vraag is echter anders: hoeveel moet er *extra* verzwaaard worden? Het elektriciteitsnet moet voor 2030 namelijk sowieso aanzienlijk verzwaaard worden op ieder niveau om extra hernieuwbare opwek en elektrificatie van transport en de warmtevraag te kunnen faciliteren. Kunnen individuele warmtepompen en e-boilers gebruikmaken van de verzwaringen die toch al plaatsvinden voor andere doeleinden, of moet er echt verzwaaard worden specifiek voor de warmtepompen en e-boilers?

Op basis van analyse van Netbeheer Nederland lijkt het aannemelijk dat het net voor individuele warmtepompen extra verzwaaard moet worden bovenop wat nodig is voor andere doeleinden (Netbeheer Nederland, 2022). De gelijktijdige belasting van warmtepompen met een vermogen van 2-4 kW per woning erg hoog. Dit komt omdat alle woningen gelijktijdig verwarmd moeten worden als de buitentemperatuur daalt. Het is hierbij niet relevant dat de gemiddelde belasting door warmtepompen veel lager ligt: het elektriciteitsnet wordt gedimensioneerd op de piek, ook al komt die maar eens per jaar voor.

Ook voor de e-boiler kan er een forse uitbreiding nodig zijn van de capaciteit van transformatorstations en verbindingen, omdat de inzet van de e-boiler wordt gestuurd op de elektriciteitsprijs, die tot stand komt door de nationale balans tussen vraag en aanbod. De lokale beschikbaarheid van netcapaciteit en de bestaande vraag zijn echter geen factor in de inzet, waardoor de vraag van de e-boiler boven op de bestaande vraag komt. Daarbij willen we voor de volledigheid nogmaals benadrukken dat het warmtenet zelf ook aangelegd moet worden, wat net als verzwaring van het elektriciteitsnet kapitaal, schaarse arbeidskrachten en schaarse ruimte in de ondergrond vraagt en ook tijd kost en overlast met zich meebrengt.

## 5.7 Beschouwing op resultaten

Warmtepompen zonder enige vorm van opslag zullen worden ingezet op het moment dat er vraag naar warmte is, zonder daarbij naar de elektriciteitsprijs te kijken. In een warmtenet is er bij hoge elektriciteitsprijzen vaak een andere bron die goedkoper kan produceren, waardoor de warmtepomp niet op de slechtste momenten wordt ingezet.

De flexibiliteit van warmtepompen kan vergroot worden door opslag toe te voegen en de warmtepomp te overdimensioneren. Als de warmtepomp meer capaciteit heeft dan nodig om aan de warmtevraag te voldoen, hoeft de warmtepomp niet constant te draaien en kan de inzet verschoven worden naar uren waarop de elektriciteit schoon en goedkoop is.

Ruim gedimensioneerde warmtepompen met een grote opslag en e-boilers worden voornamelijk gebaseerd op de elektriciteitsprijs ingezet. Deze prijsgestuurde Power-to-Heat neemt voornamelijk elektriciteit af op momenten van lage prijzen en benut daarmee veel elektriciteit aan zon en wind. Met P2H+S kan er meer zon en wind in het elektriciteitsstelsel ingepast worden. De inzet van centrales wordt daarentegen grotendeels voorkomen, zodat er geen extra elektriciteitscentrales bijgebouwd hoeven te worden om de warmtevraag te verduurzamen.

Als de elektriciteitsmix verder verduurzaamt, zullen de emissies vanuit de elektriciteitssector verder afnemen. Als ook de regelbare centrales worden vervangen door een duurzaam alternatief, bijvoorbeeld waterstofcentrales, dan is elektriciteit zelfs helemaal duurzaam. Zelfs dan zit er nog waarde in vraagsturing met P2H+S, omdat dan het gebruik van waterstof verkleind kan worden en er minder centrales nodig zijn.

# 6 Technisch potentieel P2H+S

Power-to-Heat en opslag kunnen een gunstige bijdrage leveren aan het Nederlandse energiesysteem. Om te bepalen hoe groot die bijdrage precies is, geven we in dit hoofdstuk een inschatting van hoeveel vermogen aan P2H en hoeveel opslagcapaciteit er geïnstalleerd kan worden bij warmtenetten in 2030 en 2050. We beginnen het hoofdstuk met een kort overzicht van de methode, vervolgens geven we een totaaloverzicht van de kansen van de P2H+S-systemen in 2030 en 2050, in relatie tot de algehele warmtevraag van Nederland. Tot slot gaan we in op de kanttekeningen bij deze analyse.

## 6.1 Methode bepaling potentieel

In drie analysestappen stellen we het technisch potentieel vast:

1. Een analyse van de ontwikkeling van warmtenetten richting 2030 en 2050, gebaseerd op prognoses van de KEV en de Startanalyse aardgasvrije wijken.
2. Toewijzing van geschikte P2H+S-techniek aan de warmtenetten. We wijzen daarbij één van de drie varianten uit Hoofdstuk 4 toe aan ieder warmtenet. Grote MT-warmtenetten krijgen een e-boiler en TTES, de andere warmtenetten een warmtepomp met LT-rest-warmte/aquathermie en een PTES/HT-ATES.
3. Een correctie van de technische geschiktheid van de P2H+S-technieken op basis van technische randvoorwaarden, met name de bodemgeschiktheid voor HT-ATES.

In Bijlage E zijn de drie stappen in meer detail uitgewerkt.

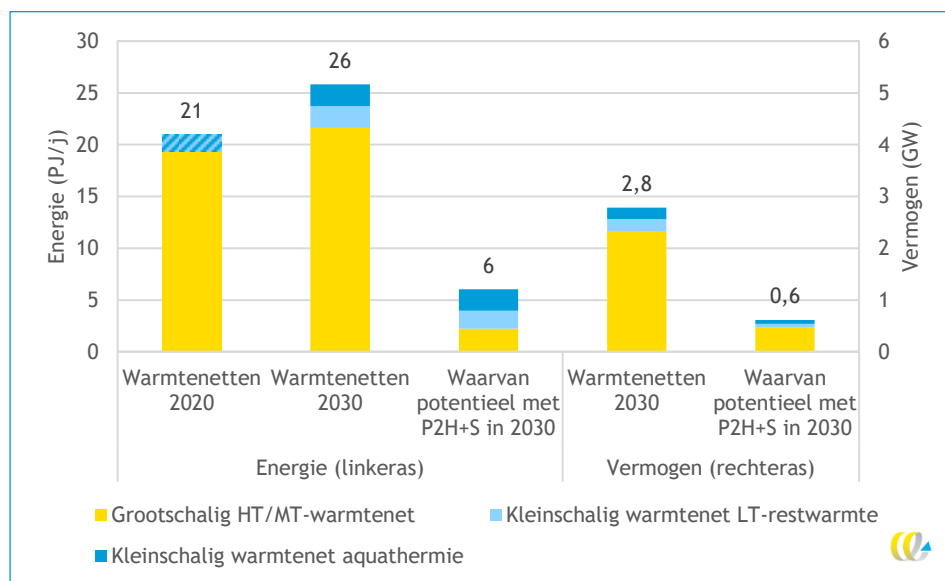
## 6.2 Potentieel Power-to-Heat en opslag in 2030

Het potentieel van Power-to-Heat bedraagt in 2030 zo'n 6 PJ aan geleverde warmte en zo'n 0,6 GW aan geïnstalleerd vermogen, zie Figuur 17. De geleverde warmte door P2H is goed voor zo'n 23% van de totale geleverde warmte.

Het potentiële vermogen bedraagt 0,6 GW. Ter vergelijking voor een gevoel van orde-grootte: een gascentrale bestaat vaak uit twee eenheden van zo'n 400 MW per stuk en offshorewindpark Borssele bestaat uit twee kavels van 750 MW per stuk.

Het grootste gedeelte van de warmtelevering vanuit P2H+S komt vanuit warmtepompen in kleinschalige netten, terwijl het overgrote gedeelte van het vermogen komt vanuit e-boilers in grotere warmtenetten.

Figuur 17 - Ontwikkeling warmtelevering van warmtenetten en potentieel P2H+S in 2030



De kolommen 'waarvan potentieel met P2H+S' zijn het gedeelte van de totale energie/vermogen dat geleverd wordt vanuit P2H+S, waarbij we altijd een positieve businesscase veronderstellen.

Het potentieel voor opslagsystemen in 2030 bedraagt zo'n 1 GW<sub>th</sub> en 165 GWh, zie Tabel 10. De grootste opslagcapaciteit treedt op bij de langste opslagtermijn, terwijl de dagbuffer juist weer relatief veel warmte levert gezien zijn geringe capaciteit. Dit komt door het grote aantal cycli in de dagbuffer ten opzichte van de seizoensopslag.

In Tabel 10 is voor het begrip ook een vergelijking opgenomen tussen de totale potentiële omvang van de drie technieken voor warmteopslag en een equivalente elektriciteitsopslag. De totale capaciteit van dagbuffers is aanzienlijk vergeleken met elektrische batterijen. Voor maand- en jaarbuffers geldt juist dat de elektriciteits- en moleculenopslagen relatief een grotere capaciteit hebben. Desalniettemin is de capaciteit van warmteopslag significant op het totaal.

Tabel 10 - Overzichtstabel van de potentiële totale vermogens en warmtelevering van warmteopslag in 2030

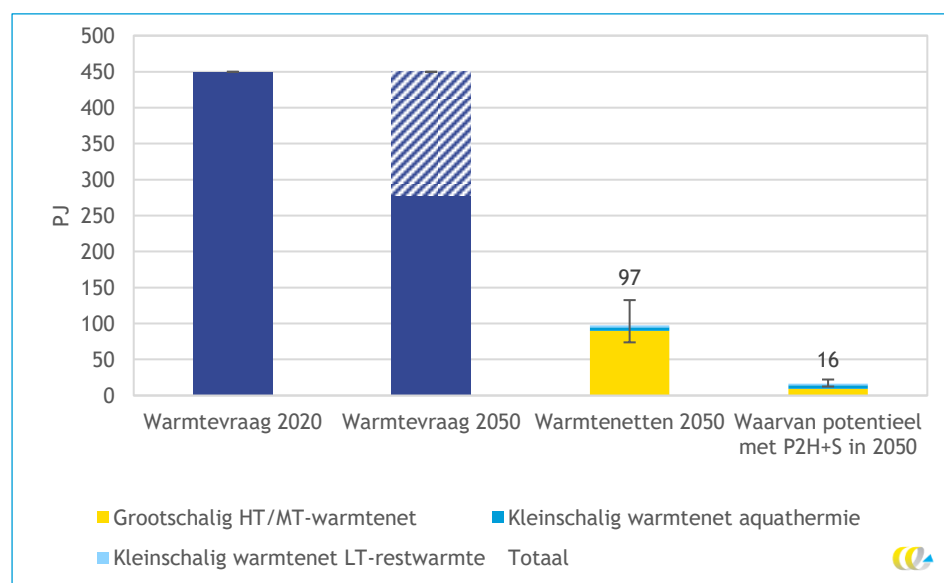
Opslag	Vermogen (GW)	Warmtelevering (PJ)	Opslagcapaciteit (PJ/GWh)	Vergelijkbaar opslagsysteem voor elektriciteit
TTES (dagbuffer)	0,9*	1,4	0,03/7,2	's Werelds grootste elektrische gridbatterij is ongeveer 400 MW en 1,6 GWh
PTES (maandbuffer)	0,1*	0,4	0,04/12	Het persluchttopslagsysteem van Corre Energy Storage heeft een capaciteit van 320 MW en 26,9 GWh (Windpower.nl, 2022)
HT-ATES (jaarbuffer)	0,1	0,7	0,5*/146	Opslag van elektriciteit in de vorm van waterstof kan in een zoutcaverne met een capaciteit van zo'n 165 GWh (Gasunie, s.d.).
<b>Totaal</b>	<b>1,1</b>	<b>2,5</b>	<b>0,6/165</b>	

(\*) Bij de TTES en PTES is de opslagcapaciteit kostenbepalend en de vermogensregeling flexibel aanpasbaar. Bij de HT-ATES is het vermogen kostenbepalend en de opslagcapaciteit flexibeler.

### 6.3 Potentieel Power-to-Heat en opslag in 2050

In 2050 is het potentieel van P2H+S gegroeid naar zo'n 16 PJ, zie Figuur 18. Deze figuur toont de huidige warmtevraag in 2020, het aandeel van de warmtevraag dat in 2050 overblijft na energiebesparende maatregelen, het aandeel van de warmtevraag dat ingevuld wordt met warmtenetten en het potentieel elektrische warmte met P2H+S in de warmtenetten. De startanalyse geeft aan dat veruit het grootste deel van de warmte voorzien zal worden door grootschalige warmtebronnen zoals restwarmte en geothermie. Bij dit type warmtenetten kan een e-boiler een beperkte bijdrage leveren en is geen warmtepomp geplaatst.

Figuur 18 - Eindbeeld warmtelevering van warmtenetten en potentieel P2H+S in 2050



Opmerking: De bandbreedte geeft het uiterste weer van de scenario's uit de I13050. De kolommen 'waarvan potentieel met P2H+S' zijn het gedeelte van de totale energie die geleverd wordt vanuit P2H+S, waarbij we altijd een positieve businesscase veronderstellen.

Het vermogen van P2H neemt in 2050 toe tot 2,2 GW in totaal. Het vermogensaandeel van een e-boiler bij grootschalige warmtenetten is net zoals in 2030 ruim hoger dan dat van collectieve warmtepompen in kleinschalige warmtenetten.

Tabel 11 toont het overzicht van de vermogens en de warmtelevering van de P2H+S-systemen in 2050. Het potentieel neemt tussen 2030 en 2050 toe met een factor 4 naar 2,2 PJ. Dit heeft voornamelijk te maken met de grote toename van warmtenetten en met name het potentieel van e-boilers bij de grootschalige warmtenetten.

Tabel 11 - Overzichtstabel van de potentiële totale vermogens en warmtelevering van P2H+S in 2050

P2H	Vermogen (GW)	Warmtelevering (PJ)	Opslag	Vermogen (GW)	Warmtelevering (PJ)	Opslagcapaciteit (PJ/GWh)
E-boiler	1,9	9,2	TTES (dagbuffer)	3,9	5,9	0,11/30
Warmtepomp LT-restwarmte	0,1	2,1	PTES (maandbuffer)	0,2	0,5	0,05/14
Warmtepomp aquathermie	0,2	5,0	HT-ATES (jaarbuffer)	0,2	1,7	1,3/355
<b>Totaal</b>	<b>2,2</b>	<b>16,3</b>	<b>Totaal</b>	<b>4,2</b>	<b>8,0</b>	<b>1,4/400</b>

(\*) Bij de TTES en PTES is de opslagcapaciteit kostenbepalend en de vermogensregeling flexibel aanpasbaar. Bij de HT-ATES is het vermogen kostenbepalend en de opslagcapaciteit flexibeler.

## 6.4 Discussie

De uitrol van warmtenetten is bepalend voor het potentieel van Power-to-Heat, maar deze uitrol gaat vooralsnog langzaam. In 2021 werden 15.000 woningen aangesloten op grote warmtenetten en in 2020 werden 20.000 woningen aangesloten op grote warmtenetten.

De toekomstige markt voor P2H is nog onzeker. Niet alleen de verdienmodellen zijn onzeker, maar ook beleid stuurt de ontwikkeling van warmtenetten en de elektrificatie van warmte in warmtenetten. Zo kan beleid op het verminderen van het temperatuurniveau van de warmtelevering en de bouwvoorraad leiden tot andere bronnenstrategieën die meer gericht zijn op lagetemperatuurbronnen en opwaardering met warmtepompen en tot inzet van elektrificatie van de warmtevraag in de gebouwde omgeving.

Een belangrijke onzekerheid in onze analyse is dan ook de beschikbaarheid van geothermie en industriële restwarmte. Geothermie en industriële restwarmte zijn potentieel verantwoordelijk voor een groot aandeel warmtelevering in de warmtenetten. Indien de ontwikkeling van geothermie en industriële restwarmte voor warmtenetten tegenvalt, kan dit leiden tot een sterke groei van grootschalige warmtepompen met lagetemperatuurwarmtebronnen zoals aquathermie en LT-restwarmte als alternatief. Dit leidt tot een grote groei van de elektrificatie.

## 6.5 Conclusie: potentieel P2H+S significant op totale energievoorziening

Het vermogen van P2H is significant ten opzichte van de totale elektriciteitsvoorziening. Dit vermogen bestaat voornamelijk uit e-boilers, die meer hernieuwbare elektriciteit helpen inpassen.

Warmtepompen hebben een laag vermogen, maar in onze analyse toch goed voor zo'n 15% van de warmteproductie van warmtenetten, zelfs terwijl de startanalyse relatief weinig warmtepompen veronderstelt.

Warmteopslag heeft een aanzienlijk vermogen en een aanzienlijke capaciteit en zal een niet te miskennen onderdeel worden van de totale hoeveelheid energieopslag.

# 7 Belemmeringen

In dit hoofdstuk onderzoeken we de belemmeringen bij de ontwikkeling van P2H en opslag-systemen. We beschouwen technische, financiële, marktgerelateerde, organisatorische, regelgevinggerelateerde belemmeringen. Dit overzicht van beleidsopties is opgesteld op basis van de bevindingen uit dit onderzoek en aanvullende interviews met techniek-ontwikkelaars, warmtebedrijven, energieproducenten, netbeheerders en beleidsmakers.

## 7.1 Technische belemmeringen

### ATES-systemen op temperaturen boven 25 °C zijn nog in ontwikkeling

Opslag in aquifers op middentemperatuur (MTO) en hogetemperatuur (HTO) zijn nog niet marktrijp en vragen verder onderzoek. Onder andere putverstopping, ontwerpnormen, waterbehandeling, materiaalkeuze, milieueffecten worden nog onderzocht en verbeterd. De lagetemperatuur ATES-variant, namelijk een warmte- en koudeopslag (wko) in de aquifer, is uitontwikkeld en wordt overal in Nederland toegepast.

### Ruimtebeslag is uitdagend in hoogstedelijke gebieden

Warmtenetten zijn gelegen in hoogstedelijke gebieden waar grote opslagsystemen soms moeilijk in te passen zijn. Bovengrondse installatie van tankopslagsystemen of putopslag-systemen is moeilijk in of nabij de gebouwde omgeving waar ruimte schaars en dus kostbaar is. Ook ondergronds neemt de drukte toe voor aquifersystemen (zie ook verder vergunning-verlening voor aquiferopslag). Bij een PTES is het mogelijk om tegen meerkosten de ruimte bovenop de opslag toch te gebruiken. Nieuwe opslagtechnieken met andere materialen en/of hogere temperaturen kunnen in de toekomst mogelijk compact en tegen lage kosten warmte opslaan.

### Netverzwaring is lastig en tijdrovend

Voor Power-to-Heat-systemen zijn forse netaansluitingen nodig, vooral voor e-boilers. Warmtenetten zijn vaak gelegen in een stedelijke omgeving waar het voor netbeheerders niet eenvoudig is om grote elektriciteitsaansluitingen te realiseren vanwege ruimtegebrek boven- en ondergronds. Op niet alle locaties zullen P2H-systemen dus geïnstalleerd kunnen worden en op sommige locaties zal een netaansluiting wel mogelijk zijn, maar realisatie is kostbaar en tijdrovend.

### Opslag van hoge temperaturen vraagt vaak om kostbare opwaardering in HT/MT-netten

Primair warmtetransport in grootschalige MT-warmtenetten gebeurt op 90 °C en hoger. Ook wanneer warmte uiteindelijk geleverd wordt op 70 °C is warmte nodig op die hoge temperaturen in het primair transportnet. De maximale opslagtemperatuur van opslagsystemen met water (niet onder druk) is echter begrensd tot ca. 95 °C.



Opgeslagen warmte daalt in temperatuur door opslagverlies. Opgeslagen warmte die onder de distributietemperatuur daalt, kan niet meer rechtstreeks ingezet worden in een warmtenet. Wanneer rechtstreekse inzet van opslag moeilijk is, zijn extra kapitaalintensieve investeringen nodig in warmtepompen. De aanvoertemperatuur van het warmtenet is idealiter dus zo laag mogelijk. Dit probleem speelt voornamelijk in HT- en MT-netten. Bij (Z)LT-netten is de opslagtemperatuur meestal (meer dan) toereikend voor directe invoeding.

## 7.2 Financiële belemmeringen

### Nettarieven zijn hoog, met name voor e-boilers

De jaarlijkse transportkosten voor de netaansluiting zijn aanzienlijk. Bij e-boilers zijn deze kosten een groot aandeel van hun totale kosten, omdat de e-boiler een rendement heeft van 'slechts' 99%, in vergelijking met een warmtepomp met >300% rendement. E-boilers zijn daardoor moeilijk rendabel te krijgen in warmtenetten met CO<sub>2</sub>-arme bronnen met lage kosten.

Prijsgestuurde e-boilers dragen echter wel bij aan de netto-netbelasting, dus er is vanuit het kostenveroorzakingsprincipe geen grondslag om een korting te geven op nettarieven. Het tijdsgebonden contract ('*non-firm ATO*') en capaciteitsbeperkingscontracten (CBC's) zijn wel oplossingen die kunnen werken. Aangeslotenen ontvangen dan een korting op het nettatarief, maar mogen bij hoge netbelasting geen gebruikmaken van hun aansluiting.

### Midden- en pieklastbronnen komen niet aan bod in de SDE++

De SDE++ stuurt op kosteneffectiviteit en daarmee in eerste instantie op verduurzaming van enkel de basislast. De subsidie-intensiteit voor piekinstallaties is immers vaak hoger omdat deze minder uren warmte leveren. De verduurzaming van midden- en pieklastbronnen komt daardoor onvoldoende aan bod, terwijl daar ook nu al investeringen in nodig zijn. De grote warmtebedrijven Vattenfall, Eneco en Uniper hebben immers allen als doelstelling om in 2035 (vrijwel) klimaatneutraal te zijn. Vattenfall, Eneco, Ennatuurlijk, Eteck en Veolia Nederland hebben daarnaast in het warmtepact met milieuorganisaties afgesproken dat zij in 2040 hun warmtenetten volledig hebben verduurzaamd (Natuur & Milieu, 2019).

Ook tariefstelsels waarderen warmte op piekmomenten niet anders dan warmte op momenten van overvloed. De beschikbaarheid van warmte in de winter is een meerwaarde op systeemniveau die onvoldoende wordt meegenomen in de businesscase en warmtetarieven.

### Dure en onzekere investeringen in opslag leiden tot kleine opslagvolumes

Het rendement van een opslagsysteem is hoger naarmate deze meer cycli maakt. Hoe kleiner de opslag, hoe meer cycli deze zal maken. Dagbuffers met een relatief laag opslagvolume worden momenteel het vaakst toegepast. Een investering in seizoensopslag zal pas plaatsvinden als het net al relatief ver verduurzaamd is en is kostbaarder en onzekerder.

## 7.3 Markt gerelateerde belemmeringen

### Grootschalige HT-opslagsystemen zijn beperkt ontwikkeld in Nederland

Naast alle overige belemmeringen, is het ook een belemmering op zich dat er nog nauwelijks succesvolle marktprojecten zijn in Nederland met grootschalige seizoensopslagsystemen op hoge temperatuur, zoals PTES en HT-ATES. Marktpartijen investeren liever in oplossingen die ergens anders (het liefst dichtbij) al toegepast en bewezen zijn. PTES-systemen zijn in het buitenland (Denemarken) al veelvuldig gebouwd op grote schaal, maar nog niet in Nederland. Bij HT-ATES zijn er nog maar enkele onderzoekspilotprojecten in Nederland.

### Er is nog geen markt voor seizoensopslag omdat dit pas laat in de transitie aan bod komt

Er zijn grofweg vijf stappen om bestaande grote warmtenetten te verduurzamen: vraagreductie, verduurzaming van de basislast, dagbuffers en vraagsturing, langetermijnopslag en duurzaam gas voor de piek. De grootste en eenvoudigste verduurzamingsstappen kunnen gemaakt worden met de eerste drie stappen door het verduurzamen van de basislast die een ruime meerderheid van de warmte levert en via relatief kleine dagbuffers om pieken in de warmtevoorziening af te vlakken. Langetermijnopslag heeft relatief hoge kosten per hoeveelheid vermeden emissies en wordt daarom vaak pas toegepast als de eerdere stappen al genomen zijn. Hierdoor is de aandacht van de markt voor langetermijnopslag nog beperkt.

### Onduidelijkheid over de beschikbaarheid en kosten van duurzaam gas

Warmteopslag en duurzaam gas bieden beiden mogelijkheden om in de piekvraag te voorzien. Zolang er geen duidelijkheid is over de beschikbaarheid en de kosten van duurzaam gas voor de piekvoorziening van warmtelevering, is het moeilijk om een afweging te maken tussen beide opties en zijn bedrijven huiverig om te investeren in één van de alternatieven.

## 7.4 Organisatorische belemmeringen

### Aanvullende complexiteit opslag belastend voor nieuwe warmteprojecten

Het realiseren van nieuwe warmteprojecten wordt complexer en risicovoller wanneer de ontwikkelaars een nieuwe Power-to-Heat en opslaginstallatie willen integreren. Dit leidt immers tot veel vragen vanuit gemeenten omtrent de vergunningverlening en vanuit de investeerders omtrent de risico's van warmteopslag en nieuwere technieken.

### Onduidelijkheden in rolverdeling in warmtenetten

Met de integratie van Power-to-heat en opslag in de warmtelevering worden nieuwe expertisevelden betrokken bij de warmtelevering. Expertise over de koppeling van de warmte-infrastructuur en de ondergrond en kennis van de elektriciteitsmarkt zijn dan nodig. Die organisatie moet nog verder vorm krijgen. Het is nog niet duidelijk wie in het speelveld van infrastructuurbeheerder, producent en leverancier de logische opslagoperator



is die aanbod en vraag verbindt, wie het eigenaarschap draagt en wie verantwoordelijk is voor de risico's.

## 7.5 Regelgeving gerelateerde belemmeringen

### Emissieregistratie van warmte uit elektriciteit slechts deels geregeld

Hoe duurzaam warmte uit elektriciteit is, hangt af van de emissiefactor van de gebruikte elektriciteit, die per uur verschilt. Voor elektriciteit moet standaard de jaargemiddelde emissiefactor gebruikt worden. De emissiefactoren voor elektriciteit zijn gebaseerd op de prognoses van de NEV voor het jaar 2020 zoals opgenomen in de NTA 8800 (Touw en Witteveen en Bos, 2020).

Bij flexibel gebruik van elektriciteit mag soms met een emissiefactor van nul gerekend worden. Dit is vastgelegd in de update van de regelgeving van de NTA 8800 van 2023. Zo lang de elektriciteitsprijs onder een bepaald prijsniveau ligt (de Price Cap), wordt de elektriciteit als duurzaam bestempeld. Op alle andere momenten moet de jaargemiddelde emissiefactor gebruikt worden.

Deze aanpak heeft drie problemen:

1. De gemiddelde emissiefactor is gebaseerd op de emissies van enkele jaren geleden. Aangezien de emissies van elektriciteit jaar-op-jaar aanzienlijk dalen, worden deze emissies structureel overschat.
2. De emissiefactor op momenten met veel hernieuwbare opwek wordt door de Price Cap onderschat. De gemiddelde emissies van elektriciteit bedragen in Nederland nu immers nooit nul omdat er altijd wel fossiele 'must-run'-centrales draaien.
3. De emissiefactor op andere momenten kan zowel worden overschat als onderschat. Op momenten waarop de elektriciteitsprijs net boven de Price Cap ligt, zal de jaargemiddelde emissiefactor een overschatting zijn. Op piekmomenten zal de daadwerkelijke emissiefactor juist fors hoger liggen dan het jaargemiddelde.

De gerapporteerde emissies komen met de huidige aanpak dus niet overeen met de daadwerkelijk veroorzaakte emissies. Daardoor ontstaan er verkeerde prikkels voor P2H-inzet:

- het gebruik van elektriciteit krijgt gemiddeld te hoge emissies toegedeeld, waardoor technieken als warmtepompen benadeeld worden;
- elektriciteitsgebruik in de piek krijgt juist te lage emissies toegedeeld, waardoor het gebruik van elektrische piekvoorzieningen aantrekkelijker is dan zou moeten.

De betekenis van Power-to-Heat voor het energiesysteem kan groter zijn met een juiste emissiefactor.

### Vergunningverlening MTO en HTO-ATES

Voor wko-systemen is duidelijk omschreven onder welke voorwaarden een vergunning kan worden verstrekt en hoe het proces van vergunningverlening verloopt. Echter, voor MTO en HTO is dat niet vastgelegd. Bij elke vergunningaanvraag moet deze afweging door de betreffende gedeputeerde staten opnieuw gemaakt worden. In het WINDOW-programma is een aanzet gemaakt voor een eenduidig en generiek afwegingskader (WarmingUP, 2020a). Dit moet nog verder uitgewerkt worden.



Vooralsnog zijn MTO- en HTO-systemen enkel toegelaten onder vergunningen voor onderzoekspilots of in diepe niet-gebruikte of zoute aquifers (WarmingUP, 2020c). Omgevingsvergunningen worden daarnaast steeds complexer door de drukte van kabels en leidingen in de ondergrond en beschermingsgebieden voor bestaande drinkwatergebieden, strategische watervoorraden en bestaande wko-systemen.



## 8 Conclusies

In dit hoofdstuk combineren we de inzichten uit de deelonderzoeken in de voorgaande hoofdstukken. Deze bevindingen zijn de basis voor de beleidsaanbevelingen in het volgende hoofdstuk.

### 8.1 De noodzaak van vraagsturing en opslag

#### **Door groei hernieuwbaar steeds meer tekorten en overschotten**

De groei van weersafhankelijke hernieuwbare elektriciteit neemt toe in Nederland: er komen steeds meer windmolens en zonnepanelen bij. De groei van de afgelopen jaren zet door tot 2030 en groeit daarna stevig verder tot 2050. Als deze bronnen op jaarbasis voldoende elektriciteit te produceren, is er regelmatig (veel) te veel productie en ook regelmatig te weinig.

#### **Voor klimaatdoelen nodig om overschotten en tekorten terug te dringen**

Overschotten aan elektriciteit zijn nu nog een relatieve zeldzaamheid in Nederland en worden hoofdzakelijk gecurtaild (weggegooid). Tekorten aan elektriciteit worden aangevuld met fossiele centrales, voornamelijk op aardgas. Met deze aanpak worden de klimaatdoelen van 2030 niet gehaald (CE Delft, 2022a). Het is nodig om de overschotten te benutten om zo de inzet van fossiele bronnen voor tekorten verder terug te dringen. Power-to-Heat en warmteopslag is een oplossing voor zowel overschotten als tekorten.

### 8.2 De rol van Power-to-Heat en warmteopslag in het energiesysteem

#### **Meer hernieuwbare opwek nuttig gebruikt met P2H+S**

Er zijn veel manieren om overschotten te benutten: vraagsturing, opslag in allerlei varianten en/of conversie naar een andere energiedrager. Power-to-Heat met warmteopslag is een combinatie van alle drie: elektriciteit wordt op uren met veel hernieuwbare opwek omgezet in warmte en opgeslagen voor een ander moment. Er is dan wel enige mate van flexibiliteit nodig: een e-boiler is een extra voorziening om goedkope elektriciteit te benutten, maar is niet nodig voor de reguliere warmtevoorziening; een warmtepompstelsel kan alleen aan vraagsturing doen als deze capaciteit over heeft.

#### **P2H+S kan een goed alternatief zijn voor moleculen als piekvoorziening**

In warmtenetten wordt de piekvraag nu vaak voorzien door een (aard)gasketel. Deze is goedkoop in aanschaf, maar duur in het gebruik en stoot CO<sub>2</sub> uit. Op termijn kan deze echter goed CO<sub>2</sub>-vrij gemaakt worden met schone moleculen: groengas of waterstof. Groengas zal echter schaars blijven en duurzame waterstof is nu nog niet beschikbaar, beide energiedragers zullen veel duurder zijn dan aardgas was voor 2021.



Power-to-Heat met warmteopslag kan dezelfde rol vervullen, maar heeft als voordeel dat het naar verwachting sneller beschikbaar is dan duurzame moleculen. Tankopslag is nu al beschikbaar, langetermijnopslag heeft nog ontwikkeling nodig. Met een warmteopslag en warmtebronnen die ruim gedimensioneerd zijn, is het systeem zo vorm te geven dat er in normaal bedrijf geen gas meer nodig is. Deze overdimensionering kan overigens ook bereikt worden door de woningisolatie te verbeteren, ook dan neemt de capaciteit van bronnen en opslag toe ten opzichte van de warmtevraag.

### **Positieve effecten P2H+S alleen te behalen bij inzet gekoppeld aan elektriciteitsprijs**

De elektriciteitsprijs per uur is een goede indicator voor de emissiefactor van elektriciteit. Als er veel hernieuwbare opwek is, draaien er geen centrales of alleen enkele van de meest efficiënte centrales. Elektriciteit is dan schoon omdat er weinig centrales draaien en goedkoop omdat de prijs gezet wordt door een efficiënte centrale. Bij weinig hernieuwbare opwek is dat andersom: er wordt veel CO<sub>2</sub> uitgestoten omdat er veel centrales draaien, ook minder efficiënte centrales. De elektriciteit is dan ook duurder omdat een minder efficiënte centrale met hogere kosten de prijs zet.

Power-to-Heat die ingezet wordt aan de hand van de elektriciteitsprijs, zal elektriciteit afnemen tijdens de goedkoopste en dus schoonste uren. Dan worden overschotten nuttig aangewend, krijgen hernieuwbare opwekkers een betere prijs en wordt de inzet van centrales voorkomen. Deze positieve effecten treden niet op bij Power-to-Heat die wordt ingezet aan de hand van de warmtevraag: er zal dan relatief weinig hernieuwbare elektriciteit worden benut en veel elektriciteit uit centrales. Daardoor stijgt de CO<sub>2</sub>-uitstoot aanzienlijk en moeten er mogelijk extra centrales gebouwd worden om aan de elektriciteitsvraag te voldoen, terwijl Nederland in de nabije toekomst al een tekort heeft aan centrales (TenneT, 2023).

### **Warmteopslag nuttig voor energiesysteem**

Warmteopslag is een goede aanvulling op andere technieken voor energieopslag. Iedere techniek heeft een eigen functie en er is plek voor alle technieken. Er is namelijk veel opslag nodig in de energietransitie en het potentieel per techniek is eindig, dus alle vormen van opslag zijn welkom. Warmteopslag helpt in warmtenetten zonder P2H vooral om de goedkoopste bronnen beter te benutten. In een warmtenet mét P2H schept opslag de mogelijkheid om te sturen op de elektriciteitsprijs, met alle voordelen die in de vorige paragraaf benoemd zijn.

## **8.3 Er is een aanzienlijk potentieel voor P2H+S**

### **Businesscase opslag gunstig, terugverdientijd wisselt**

Warmteopslag kan in de meeste warmtenetten al snel uit, omdat het kostenverschil tussen de verschillende bronnen in een net vaak groot is. De investeringskosten van opslag worden dus al snel goedgemaakt doordat de inzet van duurdere bronnen vermeden kan worden. De exacte terugverdientijd wisselt uiteraard per configuratie van het warmtenet en per opslagtechniek, maar zal in de toekomst verder verbeteren. Hierbij geldt wel de kanttekening dat nog niet iedere techniek beschikbaar is. Als de techniek echter beschikbaar is, zal deze ook rendabel zijn.



## **E-boiler met name aantrekkelijk in net met dure bronnen**

De toevoeging van een e-boiler aan een warmtenet is nu vooral gunstig in warmtenetten waarin veel aardgas wordt verbruikt en zeker als dat met een wkk is. De e-boiler kan daar nu al helpen om emissies te reduceren en kan in de loop van de tijd steeds anders ingezet worden, naar mate het warmtenet verder verduurzaamt en elektriciteit steeds schoner en goedkoper wordt. In warmtenetten met veel goedkope duurzame bronnen, zoals hoge-temperatuurrestwarmte of geothermie, wordt een e-boiler met name in het tussenseizoen en de winter ingezet. Dat kan meestal niet uit, maar na 2030 verbetert de businesscase. Daarnaast kunnen de vaste kosten van de e-boiler sterk omlaag met nieuwe contractvormen van netbeheerders, die de nettarieven verlagen in ruil voor flexibiliteit.

## **Power-to-Heat wordt significante factor in warmtenetten**

We verwachten dat warmtenetten in 2030 zo'n 23% van hun geleverde warmte produceren met warmtepompen en e-boilers. In 2050 daalt dit naar 16%, al kan dit hoger uitvallen als warmtepompen sterker groeien dan nu verwacht. Power-to-Heat zal in de toekomst dan ook niet weg te denken zijn uit warmtenetten.

Het potentieel aan vermogen van geïnstalleerde e-boilers hebben we bepaald op 600 MW in 2030 en 1,9 GW in 2050. Dit is een fors vermogen, maar beperkt ten opzichte van andere flexibele bronnen zoals e-boilers in de industrie (7,1 GW in 2030 in ons scenario) en elektrolyse (4,4 GW in 2030). Toch kan dit vermogen zeer flexibel ingezet worden en is het dus een zeer welkome aanvulling op het energiesysteem om overschotten te benutten. Flexibele e-boilers hebben weinig draaiuren, waardoor er in 2030 een potentieel is om zo'n 2 PJ/j warmte te leveren en 9 PJ/j in 2050, in beide gevallen zo'n 10% van de totaal geleverde warmte door grootschalige warmtenetten.

Het potentieel van warmtepompen is nog erg onzeker en afhankelijk van andere technieken: de Startanalyse gaat ervan uit dat grotere netten vooral gebruik zullen maken van goedkopere geothermie en HT-restwarmte. We verwachten dan ook een relatief beperkt potentieel voor warmtepompen: 4 PJ/j in 2030, 7 PJ/j in 2040. We verwachten dat er significant meer warmtepompen zullen komen als de realisatie van geothermie en HT-restwarmte achterblijft bij de huidige projecties. Warmtepompen zijn schaalbaar tot zeer grote vermogens en hebben weinig barrières voor implementatie.

## **Omvang warmteopslag**

De omvang van warmteopslag zal aanzienlijk worden: we verwachten 165 GWh aan warmteopslag in 2030 en in 2050 zo'n 400 GWh. Seizoensopslag in HT-ATES is goed voor het grootste deel van dit potentieel.



## 8.4 Belemmeringen

### Langetermijnopslag is nog ver weg

Opslag voor weken, maanden of zelfs een heel jaar is nog een stuk verder verwijderd van grootschalige implementatie dan kortetermijnopslag. De meest volwassen technieken van putopslag (PTES) en opslag in aquifers (HT-ATES) zijn allebei nog weinig ontwikkeld in Nederland. Vooral HT-ATES heeft nog een aantal belangrijke technische uitdagingen. Geen van beide technieken is algemeen toepasbaar door eisen aan de ondergrond: voor PTES is het maximale grondwaterniveau van belang, voor HT-ATES moeten watervoerende lagen aanwezig zijn en een voldoende afsluitende bodem om de opslag heen. Door deze technische belemmeringen zijn projecten rond PTES en HT-ATES nog risicovol en kostbaar. Deze risico's zullen naar beneden moeten door verder onderzoek, zodat PTES en HT-ATES gestandaardiseerd kunnen worden, gereed voor opschaling.





# 9 Beleidsaanbevelingen

## 9.1 Reken voor elektriciteit met een emissiefactor op kwartierbasis

We raden aan om een systeem te ontwikkelen waarbij de emissiefactor van elektriciteit per kwartier vooraf bekend is. Deze emissiefactor per kwartier zou dan gebruikt moeten worden om de duurzaamheid van de gebruikte elektriciteit in warmtenetten vast te stellen.

Op deze manier krijgen exploitanten van warmtenetten de juiste prikkels om de inzet van Power-to-Heat-assets te bepalen, en worden de emissies van het warmtenet achteraf correct berekend. De huidige methode uit de NTA 8800 is minder nauwkeurig en werkt suboptimaal (zie Paragraaf 7.5).

De introductie van een emissiefactor per kwartier zou niet alleen warmtenetten helpen, maar de hele energietransitie. De techniek is door VertiCer (voormalig Certiq) al getest in pilots (CertiQ, 2022), maar voor de implementatie is een aanpassing van de regeling over GVO's nodig. De site [co2monitor.nl](https://co2monitor.nl) berekent de emissiefactor van elektriciteit per kwartier met een vertraging van ongeveer een uur.

De daadwerkelijke emissiefactor is pas achteraf bekend, maar er kan al een inschatting gemaakt worden op basis van de resultaten van de day-ahead-veiling, die iedere dag om 12:00 's middags bekend zijn voor de volgende dag. Deze resultaten kunnen verfijnd worden na sluiting van de intraday-markt en tenslotte na afloop definitief gemaakt worden. Dit kan binnen de bestaande GVO-systematiek, door de emissiefactor van de bron toe te voegen aan de GVO. EZK zou hiertoe Verticer kunnen vragen om de methodiek te ontwikkelen en een openbaar platform waar de emissiefactoren bekend worden gemaakt, vervolgens kan EZK zelf de betreffende regelgeving aanpassen om gebruik van de emissiefactor op kwartierbasis te verplichten.

## 9.2 Verbreed de stimulering voor verduurzaming van midden- en pieklast

We raden aan om de stimulering voor de verduurzaming van warmtenetten aan te passen, zodat ook midden- en pieklastbronnen nu al verduurzaamd kunnen worden. Deze stimulering gebeurt nu door de SDE++, waarbij de meest kosteneffectieve verduurzamingsopties eerst subsidie krijgen. Daardoor komt de verduurzaming van minder gebruikte midden- en pieklastbronnen pas aan bod als er onvoldoende aanvragen zijn voor de meer kosteneffectieve verduurzaming van basislastbronnen.

Vanuit het oogpunt van een kosteneffectiviteit is de huidige inrichting van de SDE++ prima, maar dit bijt wel met de breedgedeelde wens voor versnelling van de energietransitie. Exploitanten die nu investeringen willen doen om hun gehele warmtenet te verduurzamen, kunnen lastig subsidie krijgen om ook minder gebruikte bronnen te verduurzamen. Om de transitie op kortere termijn (bijvoorbeeld 2035) af te ronden, is het wel nodig om nu te investeren.

De verduurzaming van midden- en pieklastbronnen kan versneld worden door de categorieën in de SDE++ verder te diversificeren naar vollasturen. Daarnaast is het wenselijk dat de minimumbudgetten ('hekjes') voor subsidie van warmte ingevoerd worden en mogelijk verhoogd worden, zodat de verduurzaming van warmte minder concurrentie heeft van kosteneffectievere opties in andere categorieën. Ook raden we aan om het plafond te herzien dat de SDE++ hanteert voor de maximale subsidie-intensiteit. Dat bedraagt nu

300 €/ton CO<sub>2</sub>, maar zou mogelijk opgehoogd moeten worden om ook de midden- en pieklast te kunnen verduurzamen. Om te voorkomen dat de kosteneffectiviteit van de SDE++ als geheel te veel achteruitgaat, zou het verhoogde plafond alleen gehanteerd kunnen worden totdat het bedrag van het ‘hekje’ voor warmte is bereikt.

Een strengere normering op de CO<sub>2</sub>-intensiteit van warmte uit warmtenetten zorgt ook voor een snellere verduurzaming. De daarvoor benodigde investeringen worden zoals beschreven echter niet volledig gestimuleerd vanuit de SDE++, die de meerkosten van duurzaam ten opzichte van fossiel vergoedt. De warmte uit warmtenetten wordt daardoor duurder dan fossiele warmte, wat zou conflicteren met het Niet-Meer-Dan-Anders-principe. Een dergelijke normering geldt namelijk niet voor woningen met individuele warmtesystemen.

### 9.3 Versnel de ontwikkeling van langetermijnwarmteopslag

Langetermijnwarmteopslag is een kosteneffectieve manier om warmtenetten te verduurzamen, maar wordt nog geplaagd door technische problemen en een onvolwassen markt.

We raden aan om een tijdelijke investeringssubsidie in te stellen voor grootschalige langetermijnwarmteopslag. Deze investeringssubsidie zal ervoor zorgen dat er meer projecten daadwerkelijk gebouwd gaan worden, waardoor de techniek verder ontwikkeld wordt en de kosten dalen. Deze subsidie kan onderbracht worden in het onderdeel ‘Vroege fase opschaling’ van het Klimaatfonds of in een nieuw voorstel voor het Groeifonds.

De kosten van opslagprojecten zitten hoofdzakelijk in de investeringskosten, een investeringssubsidie kan dus echt een verschil maken. De juiste hoogte van de subsidie is lastig vast te stellen omdat de kosten wel duidelijk zijn, maar de besparingen van de opslag daarentegen sterk afhangen van het gebruik. De hoogte van de subsidie kan echter bepaald worden met een marktconsultatie: vanaf welk niveau overwegen bedrijven te investeren in warmteopslag?

De investeringssubsidie kan de markt op gang brengen en kan bij een positief verloop ook weer geleidelijk afgebouwd worden.

Naast financiële stimulering raden we ook aan om de vergunningverlening van (hogetemperatuur)bodemopslagsystemen te standaardiseren. Er is nu geen gestandaardiseerd toetsingskader, waardoor iedere gemeente een eigen procedure hanteert. Dit vertraagt de vergunningverlening onnodig. Een gestandaardiseerd toetsingskader zoals dat nu al bestaat voor wko-systemen zou de vergunningverlening voorspelbaarder en sneller maken en daarmee de projectrisico's en kosten lager. De aanzet voor een dergelijk toetsingskader die is opgesteld in het WINDOW-programma kan daarbij als startpunt dienen.

### 9.4 Houd de deur open voor moleculen als piekvoorziening

Tenslotte raden we aan om de mogelijkheid open te houden om moleculen in te zetten in piekinstallaties in warmtenetten: verbied het niet. Het gaat dan echt om installaties met een groot vermogen, maar een zeer beperkt aantal draaiuren. Ketels hebben erg lage investeringskosten en zijn dus een kosteneffectieve optie om te dienen als back-up of piekinstallatie tegen lage kosten. Als het gebruik van elektriciteit in de piek vermeden kan worden door de inzet van gasketels, dan drukt dit de elektriciteitsprijs voor iedereen en zijn er minder regelbare centrales nodig. Dit geldt zowel nu met fossiel gas als straks met hernieuwbaar gas. Deze rol voor moleculen zou daarnaast vastgelegd kunnen worden in het Nationaal Plan Energiesysteem.

# Referenties

Arcadis, 2021. *Actualisatie bouw- en investeringskosten Energiebesparende maatregelen bestaande utiliteitsbouw 2021*

Belastingdienst. lepend. *Tabellen tarieven milieubelastingen* [Online] [https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige\\_belastingen/belastingen\\_op\\_milieugrondslag/tarieven\\_milieubelastingen/tabellen\\_tarieven\\_milieubelastingen](https://www.belastingdienst.nl/wps/wcm/connect/bldcontentnl/belastingdienst/zakelijk/overige_belastingen/belastingen_op_milieugrondslag/tarieven_milieubelastingen/tabellen_tarieven_milieubelastingen). December/2020

Berenschot, 2020. *Tussentijdse evaluatie Regeling Reductie Energiegebruik (RRE)*, Utrecht: Berenschot B.V.

Berenschot & Kalavasta, 2020. *Klimaatneutrale Energiescenario's 2050 : Scenariostudie ten behoeve van de integrale infrastructuurverkenning 2030-2050*, Utrecht: Berenschot

CE Delft, 2015. *Projected biofuel consumption in the Dutch transport sector for 2020 and 2030*, Delft: CE Delft

CE Delft, 2020. *Kansen voor thermische opslagsystemen*. Delft: CE Delft.

CE Delft, 2021. *Elektrificatie en Vraagprofiel 2030 - Rapport experttraject TenneT E-Top*, Delft: CE Delft

CE Delft, 2022a. *100% CO2-vrije elektriciteit in 2025*, Delft: CE Delft

CE Delft, 2022b. *Omslagpunt grootschalige batterijopslag. Wat is de betekenis van batterijopslag voor de inpassing van zon in het energiesysteem?*, Delft: CE Delft

CE Delft, PBL, Ecorys & Objectvision, 2019. *Functioneel ontwerp Vesta 4.0*, Delft: CE Delft

CertiQ, 2022. *Uurlijkse certificering van hernieuwbare elektriciteit een stap dichterbij* [Online] [https://www.certiq.nl/nl/nieuws/translate-to-nl-detail/?tx\\_news\\_pi1%5Bnews%5D=2600&cHash=8b4149dfc9432a5075d8c28ba4515d39](https://www.certiq.nl/nl/nieuws/translate-to-nl-detail/?tx_news_pi1%5Bnews%5D=2600&cHash=8b4149dfc9432a5075d8c28ba4515d39).

CPB & PBL, 2022. *Maatschappelijke kosten-batenanalyse en brede welvaart; een aanvulling op de Algemene MKBA-Leidraad*, Den Haag: CPB; PBL

Danish Energy Agency, 2022. *Technology Data - Generation of Electricity and District Heating, July 2022 update*

Ecovat. lepend. *Hoe werkt het Ecovat?* [Online] <https://www.ecovat.eu/over-ecovat/werkingsprincipe-energie-opslag/>.

Eneco. s.d. *Elektrodeboiler warmtekrachtcentrale Ypenburg* [Online] <https://www.eneco.nl/over-ons/wat-we-doen/duurzame-bronnen/elektrodeboiler-wkc-ypenburg/>

EZK, M. v., 2022. *Kamerbrief over aanvullende routekaart windenergie op zee 2030*:

Gasunie. s.d. *HyStock Waterstofopslag* [Online] <https://www.gasunie.nl/projecten/hystock-waterstofopslag>.

Gernaat, D. E. H. J., Boer, H. S. d., Daioglou, V., Yalaw, S. G., Müller, C. & Vuuren, D. P. v., 2021. *Climate change impacts on renewable energy supply. Nature Climate Change*.

Groot, S. R. M. d., 2020. *Comparison of Ecovat to large, seasonal, sensible, thermal energy storage technologies for district heating networks*. Veghel: Ecovat Holding B.V.



- IEA, 2018. *ECES Annex 30: Final Report "Applications of thermal energy storage in the energy transition"*
- Isaac, M. & Vuuren, D. P. v., 2009. Modeling global residential sector energy demand for heating and air conditioning in the context of climate change. *Energy Policy*
- JRC, 2017. *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*, Luxembourg: Joint Research Centre
- Marstal District Heating, *Pit thermal energy storage. New Marstal pit heat storage, 75,000 m<sup>3</sup>*
- Meesenburg, W. & Kjeld, T. G., 2019. *Dynamic operation of a large-scale heat pump and implications for the provision of ancillary services - Case study from EnergyLab Nordhavn*
- Ministerie van EZK, 2019. *Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie*, Den Haag: Rijksoverheid
- Natuur & Milieu, 2019. *Warmtepact. Geef warmte de leiding!*, Utrecht: Natuur & Milieu
- Netbeheer Nederland, 2022. *Netimpact van warmtealternatieven*
- Noordhollands Dagblad, 2019. *Project grootschalige opslag warmte van ECW in Middenmeer grootste in Europa* [Online] [https://www.noordhollandsdagblad.nl/cnt/dmf20191022\\_15425107](https://www.noordhollandsdagblad.nl/cnt/dmf20191022_15425107).
- PARAT Halvorsen. *High Voltage Elektrode Boiler voor stoom of warm water* [Online] <https://www.parat.no/nl/producten/parat-ieh-high-voltage-elektrode-boiler/>. februari 2022
- PBL, 2020a. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2020*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)
- PBL, 2020b. *Startanalyse aardgasvrije buurten Versie 2020*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)
- PBL, 2021a. *Conceptadvies SDE++ 2022 Energie uit water*
- PBL, 2021b. *Functioneel Ontwerp Vesta MAIS 5.0*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)
- PBL, 2022a. *Eindadvies Basisbedragen SDE++ 2022*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)
- PBL, 2022b. *Klimaat- en Energieverkenning (KEV) 2022*, Den Haag: Planbureau voor de Leefomgeving (PBL)
- Pérez-Andreu, V., Aparicio-Fernández, C., Martínez-Ibernón, A. & Vivancos, J.-L., 2017. Impact of climate change on heating and cooling energy demand in a residential building in a Mediterranean climate. *Energy*
- Provincie Drenthe. s.d. *WKO zomer* [Online] <https://www.provincie.drenthe.nl/publish/pages/112458/wkozomerprovhuis.jpg>.
- Royal Haskoning DHV. 2019, *Ypenburg transitie hernieuwbare warmte* [Online] <https://www.hernieuwbarewarmteypenburg.nl/wp-content/uploads/2019/01/Royal-Haskoning-Rapport-Ypenburg-Transitie-hernieuwbare-warmte.pdf>.
- RVO. 2022, *Nederlandse lijst van energiedragers en standaard CO<sub>2</sub>-emmissiefactoren, versie januari 2022* [Online] [https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022-05/Nederlandse%20energiedragerlijst%20versie%20januari\\_2022\\_definitief.pdf](https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022-05/Nederlandse%20energiedragerlijst%20versie%20januari_2022_definitief.pdf).
- Solarthermalword, *Seasonal pit heat storage: Cost benchmark of 30 EUR/m<sup>3</sup>:*



**Stuurgroep extra Opgave**, 2021. *Complementair Ontwikkelen : In balans naar groeiende elektrificatie van de industrie en extra aanbod van hernieuwbare elektriciteit*, Den Haag: Rijksoverheid

**Tauw en Witteveen en Bos**, 2020. *CO<sub>2</sub>-beprijzing bij provincies: Eindrapport: clusters autowegen, fietspaden, bussen en onderhoudscontracten. Te verschijnen April 2020*: Tauw en Witteveen en Bos

**TenneT**, 2023. *Monitor Leveringszekerheid 2022*: TenneT

**TNO, C.**, 2020. *Warmtemonitor 2019*

**Vattenfall**, *Stadsverwarming uit thermoskan*

**Vattenfall**. 2020, *Naast thermosfles ook grote 'waterkoker' in Diemen voor duurzame warmte* [Online] <https://group.vattenfall.com/nl/newsroom/persbericht/2020/naast-thermosfles-ook-grote-waterkoker-in-diemen-voor-duurzame-warmte>

**WarmingUP**, 2020a. *Afwegingskader voor vergunningverlening warmteopslag met OBES*:

**WarmingUp**, 2020b. *Verkenning HTO Rotterdam Nesselande*

**WarmingUP**, 2020c. *Wet- en regelgeving voor de toepassing van Hoge Temperatuur Opslag (HTO)*

**WarmingUP**, 2021. *Grootschalige aquathermie: realistische warmteoptie?*

**Windpowernl**, 2022. *Eneco collaborates with Corre Energy on Compressed Air Energy Storage Project* [Online] <https://windpowernl.com/2022/12/19/eneco-collaborates-with-corre-energy-on-compressed-air-energy-storage-project/>

**Zheng, Y., You, S., Bindner, H. W. & Münster, M.**, 2022. *Optimal day-ahead dispatch of an alkaline electrolyser system concerning thermal-electric properties and state-transitional dynamics*. *Applied Energy*.

# A Samenstelling klankbordgroep

In de volgende tabel staan alle deelnemers aan de klankbordgroep. Deze personen hebben expliciet enkel deelgenomen aan de klankbordgroep, dit betekent niet dat zij achter de inhoud en de boodschappen van het rapport staan.

Tabel 12 - Samenstelling van de klankbordgroep (of alfabetische volgorde van achternaam)

Naam	Organisatie	Functie
Martijn van Aarssen	IF Technology	Managing Director
Roald Arkesteijn	Eneco	Strateeg
Marion Bakker	RVO (opdrachtgever)	Senior programma adviseur Energie innovatie Warmte en koude systemen
Martin Bloemendal	KWR Water TU Delft	Senior Onderzoeker Bodemenergie Assistant Professor Underground Thermal Energy Storage
Ruud van den Bosch	GroeneWarmte	Senior projectontwikkelaar
Stan van den Broek	RVO (opdrachtgever)	Senior programma adviseur Energie innovatie Smart Energy Systems
Luc Brugman	HVC	Manager Strategie Warmte
Robert Jan van Egmond	TKI Urban Energy (opdrachtgever)	Programmamanager Duurzame Warmte en Koude
René Geerts	HoCoSto	Founder/CTO
Bas Godschalk	IF Technology	International Business Manager
Simon Goes	Product ontwikkelaar	Firan
Thijs Huijskes	EBN	Reservoir Engineer
Annelies Huygen	TNO/UU	Professor Regulation of Energy Markets
Bastiaan Jaarsma	EBN	Lead Energy Storage Studies
Sabine Jansen	Ministerie van BZK/VRO	Senior beleidsmedewerker Algemeen Beleid Energietransitie
Rob Kleinlugtenbelt	IF Technology	Adviseur duurzame energie
Marc Londo	NVDE	Inhoudelijk directeur
Jeroen Neefs	EnergyStorageNL	Branchemanager
David van Petersen	TKI Urban Energy (opdrachtgever)	Innovatieanalist MMIP4 - Duurzame warmte en koude in de gebouwde omgeving
Abo Rassa	InvestNL	Senior Business Development Manager
Els van der Roest	KWR Water	Onderzoeker Energie & Circulaire Systemen
Benno Schepers	CE Delft	Sectorleider Duurzame Steden
Ronald Schillemans	Ministerie van EZK	Senior beleidsmedewerker Warmte en Ondergrond
Maarten de Vries	TKI Urban Energy (opdrachtgever)	Programmamanager Smart Energy Systems
Frank Wiersma	TenneT	Strategy Advisor

In de interviews hebben wij verder nog gesproken met:

- Sander Aukema, Manager City Solutions bij Uniper;
- Reneke Kolff, Engineer City Solutions bij Uniper;
- Marette Zwamborn, Manager Energy & Circular Systems bij KWR Water.

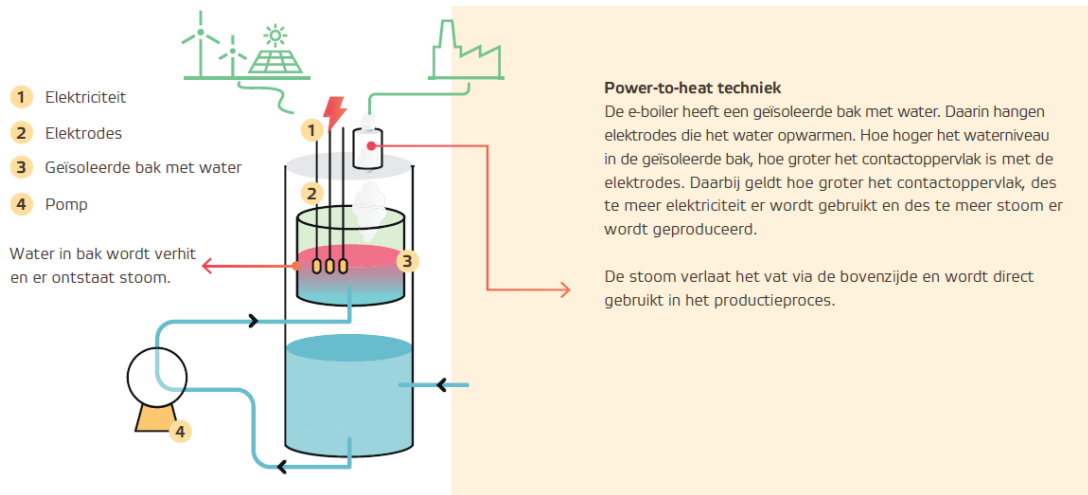


# B Factsheets P2H-systemen

## B.1 Elektrische boiler

De meest toegepaste grootschalige elektrische boiler (e-boiler) is de elektrodeboiler. Deze verwarmt water door elektriciteit door het water tussen de elektrodes te laten stromen. De boiler kan zowel warm water als stoom maken. Vaak is de boiler geïntegreerd in een opslag-tank. De voordelen van de e-boiler zijn de relatief lage investeringskosten voor grote vermogens, de snelle schakeltijd en de levering van hogetemperatuurwarmte. Een e-boiler is opgenomen in de SDE++-subsidierегeling.

Figuur 19 - Principeschema elektrodeboiler



**Voorbeeld:** In Ypenburg is recent een elektrodeboiler geplaatst. Deze vervangt een deel van de gasgestookte warmte en draagt bij aan een duurzame voorziening van het warmtenet in Ypenburg.

Figuur 20 - Elektrodeboiler Ypenburg (Eneco, s.d.)



## Parameters

Parameter	Elektrische boiler	Bron
Investeringskosten	€ 196/kWth (20 MW) € 70 large - € 150 small/kWth (DEA)	(PBL, 2022a) (Danish Energy Agency, 2022)
Vaste O&M-kosten	€ 101/kWth/jaar € 1.070/MWth/jaar	(PBL, 2022a) (Danish Energy Agency, 2022)
Variabele O&M-kosten	€ 0,028/kWh € 0,5/MWh	(PBL, 2022a) (Danish Energy Agency, 2022)
Ruimtegebruik	20-40 m <sup>2</sup> /elektrische boiler 50-100 m <sup>2</sup> / incl. toebehoren leidingen en pompen	(Danish Energy Agency, 2022)
Marktrijpheid	Marktrijpe techniek. Technologische kostenverbeteringen worden niet verwacht, eventueel kostenvoordelen bij meer verkoop.	(Danish Energy Agency, 2022)
Toepasbaarheid	Hoog, wordt reeds ingezet in Nederland.	
Reactiesnelheid	30 sec (warme start) (5 min koude start)	(Danish Energy Agency, 2022)
Rendement	99%	(PBL, 2022a)
Economische levensduur	15	(PBL, 2022a)
Technische levensduur	>20	(PBL, 2022a)

## B.2 Grootschalige warmtepomp

Een warmtepomp produceert bruikbare warmte voor de gebouwde omgeving door omgevingswarmte op te waarden naar een hogere temperatuur met behulp van een thermodynamische cyclus. Deze cyclus wordt aangedreven door een elektrische compressor. Een warmtepomp schakelt door de traagheid van de grote compressoren langzamer dan een elektrische boiler. Een warmtepomp is met name nuttig wanneer de energieprijzen gedurende langere tijd relatief laag zijn. De voordelen van een warmtepomp zijn de hoge efficiëntie van tussen de 200 en 400%. Omwille van de hoge efficiëntie is het met name interessant om een warmtepomp op meer momenten te gebruiken. Enkel als elektriciteit erg goedkoop is, is het ook mogelijk om de warmteopslag met een elektrisch element te verwarmen. Door de hoge efficiëntie van de warmtepomp is de geproduceerde warmte duurzamer dan de elektriciteitsmix.

Warmtepompen worden reeds toegepast ter verwarming van warmtenetten. Deze warmtepompen werken vaker vraaggestuurd (warmte) en niet aanbodgestuurd (elektriciteit). Een elektrische warmtepomp is opgenomen in de SDE++-regeling.

**Voorbeeld:** Grootschalige bestaande warmtepompcentrale in Drammen, Noorwegen. De figuur toont de centrale met een vermogen van 13,2 MW te zien. Het ruimtegebruik van de centrale is geschat op ca. 1.000 m<sup>2</sup> (WarmingUP, 2021). Grootschalige warmtepompen worden ook in Nederland steeds vaker ingezet voor stadsverwarming.



Figuur 21 - Grootschalige warmtepompsystemen (WarmingUP, 2021) (Ecovat, lopend)



## Parameters

Parameter	Warmtepomp	
Investeringskosten	€ 976 /kW (1,2 MW) (PBL) € 1.430/kW (1MW) - € 950/kW (3 MW) - € 860/kW (10 MW) (DEA)	(PBL, 2022a) (Danish Energy Agency, 2022)
Vaste O&M kosten	€ 56,7/kW/jaar	(PBL, 2022a)
Variabele	€ 0,0135/kWh € 1,69/MWh	(PBL, 2022a) (Danish Energy Agency, 2022)
Ruimtegebruik	20-50 m <sup>2</sup> /MWth	(vergelijking aanbieders)
Marktrijpheid	Marktrijp	(Danish Energy Agency, 2022)
Toepasbaarheid	Hoog, wordt reeds ingezet in Nederland.	
Reactiesnelheid	6 min (1 uur bij koude opstart)	(Danish Energy Agency, 2022)
Rendement	350%	(PBL, 2022a)
Economische levensduur	12 jaar	(PBL, 2022a)
Levensduur	25 jaar	(Danish Energy Agency, 2022)
Vermogen	Grootschalige elektrische warmtepompen tot enkele tientallen MW worden reeds gebruikt in de gebouwde omgeving.	

# C Factsheets opslagsystemen

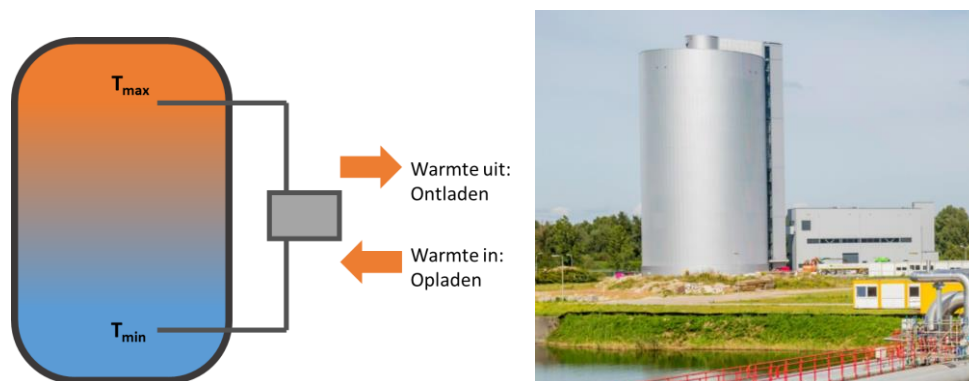
## C.1 Tank Thermal Energy Storage (TTES)

Warm water opslaan in een opslagvat is één van de eenvoudigste methoden van warmteopslag. Deze techniek wordt in alle vormen en maten reeds toegepast. Denk bijvoorbeeld aan een boiler voor warm water in de keuken of de douche. Op grote schaal wordt een tankopslag voornamelijk gebruikt als korttermijnbuffer. Een kortetermijnbufferopslag wordt veelvuldig op- en ontladen (dagelijks of enkele keren per week). Frequent gebruik is eenvoudig omwille van het geïsoleerde gesloten systeem. Het volume, of met andere woorden de opslagcapaciteit, van de TTES is bepalend voor de kosten van het systeem. Het vermogen is eenvoudig aanpasbaar.

Seizoensopslag in een tank is ook mogelijk, maar wordt tot op heden beperkt toegepast. In Nederland staan verschillende grootschalige TTES-systemen. Onder andere rondom Amsterdam bij de Diemencentrale, waarbij ze als buffer dienen. Grootschalige seizoensopslag in een TTES wordt tot op heden nog niet toegepast in Nederland, wel zijn partijen bezig met het ontwikkelen van seizoensoplossingen.

**Voorbeeld (Figuur 22 rechts):** Kortetermijntankopslag in Diemen met een capaciteit van 22.000 m<sup>3</sup> water. Op hetzelfde terrein ontwikkelt Vattenfall nu ook een e-boiler (Vattenfall, 2020). Ecovat is bezig met de ontwikkeling van langetermijnthermischetankopslag onder de grond.

Figuur 22 - TTES-systemen (Vattenfall)



Tabel 13 - Overzicht technische parameters en financiële parameters TTES

	TTES Seizoensopslag	TTES		Bron
		Kortetermijnbufferopslag		
		Onder druk	Standaard	
T <sub>min</sub> (°C)	15	60-70	60-70	
T <sub>max</sub> (°C)	90	140-180	98	
Volume (m <sup>3</sup> )	6.000-90.000	1.000-6.000	1.000-50.000	
Warmte opslagcapaciteit	Tot 5,6 GWh (bij ΔT=50K)	Tot 0,85 GWh	Tot 2 GWh	
Schaal (aantal gemiddelde woningen*)	Ca. 450 woningen jaarverbruik	Ca. 3.500 woningen weekverbruik Ca. 25.000 woningen dagverbruik	Ca. 8.000 woningen weekverbruik Ca. 60.000 woningen dagverbruik	
Cyclus frequentie	1-2/jaar	1/dag - 1/week		
Efficiëntie	85%	99%		
Warmtecapaciteit	60-80 kWh/m <sup>3</sup>			
Investing	€ 2,75 /kWh			1
Investing (additioneel)	10%			2
O&M (jaarlijks)	0,5% van de investering			3
Productiekosten	Verwaarloosbaar			4
Rendement	89%			5
Levensduur	50 jaar			6

Bronnen	
1	Op basis van 14,6 M€ voor 5,68 GWh productinformatie Ecovat (Groot, 2020)
2	Aanname: opgegeven kosten van Ecovat zijn exclusief technische ruimte, warmtewisselaars, leidingen, pompen en verdeelstation.
3	Aanname op basis van productinformatie Ecovat (50 k€/jaar=0,3-1,0% van investering) (Groot, 2020)
4	Gelijk aan de pompenergie voor restwarmte: 0,000025 GJ <sub>e</sub> /GJ <sub>th</sub> (Natuur & Milieu, 2019)
5	Gemiddeld rendement (Groot, 2020)
6	Productinformatie Ecovat (Groot, 2020)

## C.2 Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)

Een aquifer is een watervoerende laag in de bodem die mogelijkheden biedt als thermische opslag. Warmte wordt opgeslagen in een aquifer door opgewarmd water via boorgaten in de grondwaterlagen te injecteren.

Er zijn al meer dan 2.000 systemen in Nederland in de vorm van wko<sup>8</sup>. Bij een wko heeft de opgeslagen warmte een lage temperatuur (lagetemperatuuropslag, LTO). LTO dient nadien nog opgewaardeerd te worden tot hogere temperaturen om bruikbaar te zijn voor ruimteverwarming of warmtapwater.

De volgende uitdaging waar in Nederland aan gewerkt wordt betreffende warmteopslag in de aquifer, is MTO en HTO. MTO en HTO slaan warmte op bij respectievelijk middentemperatuur (25-45°C) en hogetemperatuur (50-90°C) en vereisen geen of slechts beperkte warmteopwaardering naar bruikbare temperaturen.

<sup>8</sup> Warmtekuudeopslag.

Momenteel zijn er verschillende projecten gaande om deze toepassing te bewijzen. Bij de ontwikkeling van zowel MTO als HTO in een aquifer zijn er nog aanzienlijke uitdagingen. Zo is het volgens bepalingen in het Waterbesluit in principe niet toegestaan om een hogere infiltratietemperatuur dan 25 °C te hanteren. Daarnaast zijn er ook nog uitdagingen in de materiaalkeuze van de componenten.

HT-ATES-systemen hebben een grote opslagcapaciteit en worden toegepast voor opslag over lange termijnen. Het vermogen van een HT-ATES is maatgevend en wordt bepaald door de boringdiameter en het vermogen om het grondwater te verpompen. In praktische zin is de opslagcapaciteit onbeperkt zolang boringen voldoende ver uit elkaar liggen.

Hoewel Nederland bodemkundig erg geschikt is voor toepassing van ATES-systemen, zijn wko's niet overal toegestaan. Zo zijn er verschillende aandachts- en verbodsgebieden. Ook zijn er interferentiegebieden waar al veel wko's zijn geïnstalleerd en de bodem verzadigd raakt.

**Voorbeelden:** In Nederland is al vaker geëxperimenteerd met MTO en HTO. Bij NIOO-KNAW en Coppert Cress zijn er twee werkende MT-systemen. In het kader van het Europese Heatstore-project wordt onderzoek gedaan naar HT (90 °C) thermische opslag in de bodem in Middenmeer met een gewenste capaciteit van 150 m<sup>3</sup>.

Figuur 23 - ATES-systemen (Provincie Drenthe, s.d.) (Noordhollands Dagblad, 2019)



Tabel 14 - Overzicht technische parameters opslagsystemen

	ATES (seizoensopslag)		Bron
	MTO	HTO	
T <sub>min</sub> (°C)	25	30	
T <sub>max</sub> (°C)	45	85	
Volume (m <sup>3</sup> )	0,3-1 MW	5 MW	
Schaal (aantal gemiddelde woningen*)	Ca. 120-400	Ca. 2.000	
Cyclus frequentie	1-2/jaar	1-2/jaar	
Warmtecapaciteit	60-80 kWh/m <sup>3</sup>		1
Investering (vast)	€ 725.000		1
Investering (variabel)	€ 150.000/MW		1
O&M (jaarlijks)	2-4% van de investering		2
Pompenergie			2
Productiekosten	€ 0,355/GJ		
Rendement MTO	75% (60%-90%)		3
Rendement HTO	67,5% (50%-85%)		3
Levensduur	30 jaar		4

Bronnen	
1	HTO - Hoge temperatuur opslag in de ondiepe ondergrond (TNO, 2013) <i>Modelmatige aanname: kosten voor MTO en HTO zijn gelijk. In werkelijkheid liggen de kosten van MTO lager dan de bovengenoemde waarde voor HTO; Het is op dit moment echter niet eenduidig vast te stellen hoeveel deze kosten verschillen.</i>
2	WINDOW onderzoek (WarmingUp, 2020b)
3	Thermisch rendement hoge & middelhoge temperatuur warmteopslag in de bodem (Groot, 2020) en gesprekken met IF Technology.
4	Zoals geothermieputten (PBL, 2022a)

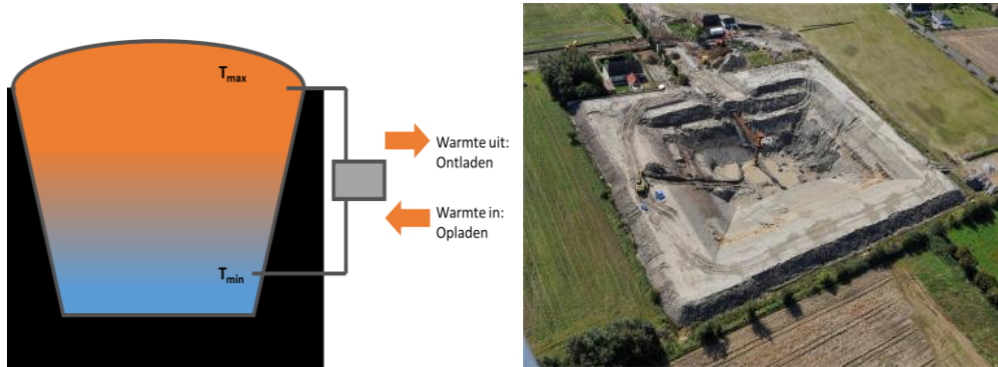
### C.3 Pit Thermal Energy Storage (PTES)

Thermische putten onderscheiden zich van thermische opslagtanks door hun lagere constructiekosten en hun grotere volume. Kort gezegd, zijn het 'slechts' grote gaten die in de grond worden gegraven en daarna gevuld met water. Ze worden al toegepast op zeer grote schaal in het buitenland, maar ook kleine versies zijn mogelijk. In combinatie met zonnecollectoren leveren zij vaak direct bruikbare duurzame warmte op hoge temperaturen aan de eindgebruikers. Een nadeel van PTES-systemen is dat ze veel ruimte innemen.

Frequent gebruik is eenvoudig omwille van het geïsoleerde gesloten systeem. Het volume, of met andere woorden de opslagcapaciteit, van PTES is net zoals bij TTES bepalend voor de kosten van het systeem. Het vermogen is eenvoudig aanpasbaar door de aansluiting en warmtewisselaar aan te passen.

**Voorbeelden:** Grootschalige pitopslagsystemen zijn veelvuldig toegepast in Denemarken, zie de rechterkant van Figuur 24 voor een overzichtsfoto. HoCoSto is ook bezig met de ontwikkeling van pitopslagsystemen in Nederland op kleinere schaal.

Figuur 24 - PTES systemen (Marstal District Heating)



Tabel 15 - Overzicht technische parameters opslagsystemen

	PTES Seizoensopslag	Bron
$T_{min}$ (°C)	10	
$T_{max}$ (°C)	90	
Volume (m <sup>3</sup> )	85-210.000	
Warmte opslagcapaciteit	5-15 GWh	
Schaal (aantal gemiddelde woningen*)	Ca. 1-1.200 woningen jaarverbruik	
Cyclus frequentie	1-2/jaar	
Warmtecapaciteit	60-80 kWh/m <sup>3</sup>	0
Investing	€ 0,40/kWh	1
O&M (jaarlijks)	1,5% van de investering	2
Productiekosten	Verwaarloosbaar	3
Rendement	81%	1
Levensduur	30 jaar	2

Bronnen	
0	(IEA, 2018)
1	Productinformatie Ecovat (Groot, 2020) en (Solarthermalword)
2	(Groot, 2020)
3	Gelijk aan de pompenergie voor restwarmte: 0,0000025 GJ <sub>e</sub> /GJ <sub>th</sub> (PBL, 2021b)

# D Modelling elektriciteitsmarkt

We hebben de elektriciteitsmarkt van 2030 gemodelleerd met het PowerFlex-model. Deze bijlage geeft een overzicht van de belangrijkste parameters die we hebben gebruikt in het model.

## D.1 Elektriciteitsvraag

In Tabel 16 staat weergegeven welke elektriciteitsvraag we per sector meenemen. De extra vraag modelleren we met een profiel dat specifiek is voor iedere toepassing.

Tabel 16 - Overzicht vraag verschillende sectoren

Sector	Elektriciteitsvraag 2030 (TWh)	Bron
Gebouwde Omgeving	5,7	(CE Delft, 2021)
Glastuinbouw	2,6	
Mobiliteit	12,3	
Industrie	42	(Stuurgroep extra Opgave, 2021)
- Power-to-Heat basislast	5,3	
- Power-to-Heat flexibel	21,3 (3.000 vollasturen)	
- Elektrolyse	15,4 (3.500 vollasturen)	
Datacenters	15	
<b>Totaal elektrificatie</b>	<b>77,6</b>	
Basisvraag, incl. 0,9%/j efficiëntiewinst <sup>9</sup>	102	
<b>Totale vraag</b>	<b>180</b>	

## D.2 Vermogens opwek

De vermogens van hernieuwbare opwek in onze modellering staan weergegeven in Tabel 17.

Tabel 17 - Overzicht hernieuwbare opwek

	2030 (TWh)	2030 (GW)
Wind op zee	71	16,3
Wind op land	26	8,9
Zon	37	31,5
<b>Totaal</b>	<b>136</b>	<b>56,7</b>

Het vermogen van wind op zee komt voort uit het kabinetsbesluit om extra in te zetten op wind op zee (WoZ), namelijk 10,7 GW extra omstreeks 2030 waardoor het totale vermogen van WoZ dan uit zou moeten komen op 21 GW. Een deel van dit extra vermogen zal echter pas in 2031 beschikbaar komen. Het extra vermogen dat voor of in 2030 gerealiseerd wordt, nemen we mee in 2030. Het gaat dan om circa 6 GW (EZK, 2022).

<sup>9</sup> Gerekend vanaf de elektriciteitsvraag van 2019 van 113,4 TWh, omdat de elektriciteitsvraag in 2020 lager was door COVID.

Voor wind op land en zon-pv volgen we de aannames gedaan van een eerdere studie (CE Delft, 2022b). Hierin is het advies van de Stuurgroep Extra Opgave (45 TWh) verdeeld over de verschillende technieken op basis van cijfers van de KEV 2020 (PBL, 2020a).

### D.3 Vermogens centrales en verbod op kolenstook

Voor de vermogens van de niet-hernieuwbare opwek in thermische centrales nemen we de meest recente ontwikkelingen mee.

Een belangrijk punt van aandacht is de uitfasering van de kolencentrales. We modelleren de situatie van 1 januari 2030, waarbij alle vier de kolencentrales gesloten zijn conform de ‘Wet verbod op kolen bij elektriciteitsproductie’, vastgesteld in 2019 (Ministerie van EZK, 2019). We nemen aan dat de centrales niet op biomassa gaan draaien. Ombouw naar biomassa is naar verwachting niet rendabel vanwege het lage aantal vollasturen in 2030, de ombouwkosten zelf en het gebrek aan subsidie voor biomassastook. Het verminderde aanbod van energie wordt opgevangen met gascentrales.

### D.4 Energie- en CO<sub>2</sub>-prijzen

Voor de prijzen van aardgas, kolen en CO<sub>2</sub> volgen we de KEV 2022 van het PBL, zie volgende tabel.

Tabel 18 - Overzicht prijzen

Parameter	Eenheid	2030	Bron
Aardgas	€/MWh	37,9	(PBL, 2022b)
	€/Nm <sup>3</sup>	0,37	(PBL, 2022b)
Kolen	€/t	81	(PBL, 2022b)
CO <sub>2</sub>	€/ton	110	(PBL, 2022b)



# E Methode analyse potentieel

## E.1 Stap 1: Ontwikkeling warmtenetten in 2030 en 2050

In de eerste stap bekijken we de ontwikkeling van warmtenetten richting 2030 en 2050, uitgaande van bestaande warmtenetten.

### Bestaande warmtenetten

In 2018 bedroeg de warmtelevering aan de gebouwde omgeving ca. 24 PJ. Hiervan werd 2 PJ (8%) geleverd door kleine warmtenetten en 22 PJ (92%) door grote<sup>10</sup> warmtenetten volgens de warmtemonitor (TNO, 2020). Volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2022 werd in 2021 13 PJ warmte gebruikt voor woningen en 9 PJ voor de dienstensector (CPB & PBL, 2022). We baseren onze analyse op de cijfers van de Klimaat- en Energieverdeling en de verdeling van 8%/92% voor kleine/grote warmtenetten uit de warmtemonitor.

De meeste warmte wordt nog steeds geleverd door grootschalige warmtenetten op hoge temperaturen van 70°C en meer. Deze warmtenetten worden momenteel gevoed door een combinatie van grootschalige hoge- en middentemperatuurwarmtebronnen zoals wkk's, biomassaketels of AVI's en restwarmtebronnen. Kleinschalige warmtenetten zijn eveneens vaak op aardgas wkk's maar ook een aanzienlijk aandeel (25%) is gevoed door een wko en lagetemperatuurwarmtebronnen (TNO, 2020).

### Ontwikkeling warmtenetten in 2030

Warmtenetten ontwikkelen zich verder richting 2030. Volgens de Klimaat- en Energieverkenning 2022 stijgt de levering van warmte aan woningen met 5 PJ tot in totaal 18 PJ (16-19) PJ. Dit komt niet overeen met het doel uit het Klimaatakkoord van 750.000 extra bestaande woningen op een warmtenet, maar sluit wel aan bij het huidige lagere tempo van het aansluiten van extra woningen op een warmtenet. De levering van warmte aan de dienstensector neemt af met 1 PJ tot in totaal 8 PJ. De totale warmtelevering in 2030 bedraagt 26 PJ (24-27) PJ (CPB & PBL, 2022).

Ongeveer de helft van de aanvullende warmtelevering zal plaatsvinden in nieuwbouwwijken, de andere helft in bestaande bouw (CPB & PBL, 2022). De typering van deze aanvullende warmtelevering is echter beperkt gespecificeerd. We hanteren de warmtenetverdeling in de Startanalyse 2020 (PBL, 2020b) als ijkpunt voor de aanvullende warmtelevering in de bestaande bouw. De Startanalyse maakt uitspraken over geschikte warmte-technieken in bestaande bouw in 2050. Verder nemen we aan dat de aanvullende warmtelevering in de nieuwbouwwijken gebeurt met (elektrisch opgewaardeerde) lagetemperatuurwarmte.

<sup>10</sup> Grote warmtenetten leveren meer dan 150 TJ en kleine warmtenetten hebben een verbruik lager dan 150 TJ volgens de Warmtemonitor.

## Ontwikkeling warmtenetten in 2050

In 2050 is de volledige warmtevoorziening van de gebouwde omgeving klimaatneutraal. De Startanalyse heeft op basis van de technische haalbaarheid en maatschappelijke kosten-efficiëntie bepaald welke warmteoplossingen het meest geschikt zijn in alle buurten van Nederland. We gebruiken de resultaten van de startanalyse om deze in te schatten.

### Techniek met de laagste nationale kosten als inzicht in het eindbeeld

De Startanalyse 2020 geeft een invulling van het eindbeeld van de warmtetransitie in de gebouwde omgeving door rekening te houden met de warmtetechnieken met laagste nationale kosten. De Startanalyse is een nationale, lokaal gespecificeerde technisch-economische analyse van effecten en kosten van opties om gebouwen zonder aardgas te verwarmen, uitgevoerd door het Planbureau voor de Leefomgeving. De Startanalyse geeft aan dat 33% van de warmtevraag door warmtenetten geleverd zal worden. Daarvan wordt het grootste deel geleverd door grootschalige warmtebronnen zoals geothermie en restwarmte.

Ook andere prognoses leiden tot vergelijkbare inzichten. Volgens de algemene klimaatneutrale energievoorzieningsszenario's voor de integrale infrastructuurverkenningen van de netbeheerders leveren warmtenetten tussen 25 tot 45% van de warmte voor de gebouwde omgeving (Berenschot, 2020). De nationale kostenresultaten van de Startanalyse geven een warmtenet voor 33% van de gebouwen en liggen dus in het midden van deze bandbreedte.

De Startanalyse biedt een eindbeeld voor de bestaande gebouwde omgeving. Nieuwbouw heeft geen integrale prognose. Nieuwbouw wordt ten gevolge van de BENG-eisen erg energiezuinig uitgevoerd en heeft daardoor beperkte impact op de warmtevoorziening. Uit onderzoek blijkt dat nieuwbouw leidt tot een stijging van de warmtelevering in warmtenetten met 3% ten opzichte van de warmtelevering in bestaande bouw (CE Delft, 2015).

## E.2 Stap 2: Selectie geschikte P2H+S-systemen

In de tweede stap maken we een geschikte match tussen de warmtenetten en P2H+S-systemen. De configuraties uit de businesscases passen we toe op de warmtenetten die we in Stap 1 hebben geïdentificeerd. Aan de hand van de voorgaande analyses is bepaald waar op dit moment de beste kansen liggen van de P2H+S-systemen. Tabel 19 toont welke P2H+S-techniek in ieder type warmtenet wordt toegepast. Bij deze indeling houden we rekening met de aard van het type warmtebron, met name het onderscheid tussen lagetemperatuurwarmtebronnen vs. midden- en hogetemperatuurwarmtebronnen.

Tabel 19 - Toegepaste P2H+S-techniek per type warmtenet

Zichtjaar	Warmtenetten	Toegepaste P2H+S-techniek
2030	Bestaande warmtenetten groot	100% E-boiler + TTES
	Bestaande warmtenetten klein	50% Restwarmte + warmtepomp + PTES 50% Aquathermie + warmtepomp + HT-ATES
	Aanvullende warmtenetten 2030: bestaande bouw (Extrapolatie warmtenetverdeling Startanalyse)	92% E-boiler + TTES 5% aquathermie + warmtepomp + HT-ATES 3% restwarmte + warmtepomp + PTES
	Aanvullende warmtenetten 2030: nieuwbouw (lagetemperatuurwarmtebronnen)	50% restwarmte + warmtepomp + PTES 50% aquathermie + warmtepomp + HT-ATES



Zichtjaar	Warmtenetten	Toegepaste P2H+S-techniek
2050	Warmtenetten 2050: LT-restwarmte (s3a, s3b & s3f)	100% restwarmte + warmtepomp + PTES
	Warmtenetten 2050: aquathermie en wko (s3d, s3e en s3h)	100% aquathermie + warmtepomp + HT-ATES
	Warmtenetten 2050: MT-geothermie (s2b & s2e)	100% E-boiler + TTES
	Warmtenetten 2050: MT-restwarmte (s2a & s 2d)	100% E-boiler + TTES

De inschatting uit Tabel 19 geeft een grof beeld van de inzet van de P2H+S-technieken in de Nederlandse warmtenetten. Deze indeling is op basis van de beschouwde configuraties uit de vorige hoofdstukken, waarbij we kijken naar de meest ontwikkelde systemen voor verschillende segmenten in de warmtewereld. We houden hierbij geen rekening met opslagconfiguraties zonder P2H. Afzonderlijke opslagconfiguraties<sup>11</sup> vormen immers niet de hoofd-focus van dit onderzoek en zijn daarom ook niet meegenomen in de potentieelbepaling.

### E.3 Stap 3: Technische geschiktheid

Een e-boiler kan overal toegepast worden als voldoende plaats beschikbaar is. De toepassing van een HT-ATES is afhankelijk van de ondergrond, met name de geschiktheid van aquifers voor de opslag van warmte. Hierbij wordt reeds rekening gehouden met de wko-verbodsgebieden, aangezien aquathermie bijna altijd in combinatie met wko-systemen wordt uitgevoerd.

Daarnaast houden we ook rekening met de beschikbaarheid overschotten aan hernieuwbare opwek. Er kunnen niet meer e-boilers (rendabel) geïnstalleerd worden dan dat er overschotten zijn.

<sup>11</sup> Met name de toepassing van grootschalige seizoensopslag in combinatie met geothermie en restwarmte-overschotten uit de zomer kan leiden tot een significante groei van grootschalige seizoensopslagsystemen richting 2050.

## F Karakteristieken warmtenet

De dimensionering van de warmtesystemen is aan elkaar gekoppeld. We gaan uit van een warmtenetvermogen van 10 MW-piekvermogen. Dit warmtenet levert warmte aan ca. 2.000 woningequivalenten. We hanteren een warmtenetprofiel van een warmtebedrijf uit het jaar 2015.

Tabel 20 - Karakteristieken warmtelevering

		Restwarmte en biomassa	Aquathermie met warmtepomp	LT-restwarmte met warmtepomp	
Vermogen	Vermogen warmtenet	10 MW	10 MW	10 MW	
	Vermogen hoofdbron	2 MW	3,3 MW	3,3 MW	Aanname o.b.v. (CE Delft et al., 2019) - 2.4.1 (80% volume door basislastvoorzienig.
	Vermogen middenlast	2,5 MW			
	Vermogen piekvoorziening	5,5 MW	6,7 MW	6,7 MW	
Productie	Warmteproductie hoofdbron	54.000 GJ	74.000 GJ	74.000 GJ	Op basis van leveringscurve warmtenet in bestaande bouw.
	Warmteproductie middenlast	30.000 GJ			Op basis van leveringscurve warmtenet in bestaande bouw.
	Warmteproductie piekketel	8.000 GJ	18.000 GJ	18.000 GJ	Op basis van leveringscurve warmtenet in bestaande bouw.
	Leidingverlies	20%	20%	20%	PBL, Functioneel ontwerp VESTA 5.0, Tabel A.5
	Aantal woningen op warmtenet	2.000	2.000	2.000	
Vermogen opslagsysteem		We baseren de vermogens en de optimale opslaggroottes die leiden tot de laagste LCOE voor de warmtevoorziening.			
Vermogen Power-to-Heat		<p>Het vermogen van de Power-to-Heat installatie is een tweede variabele die geoptimaliseerd kan worden. Deze is gekoppeld aan het vermogen van het opslagsysteem. Wat resulteert in de laagste warmteleveringskosten (LCOE).</p> <p>We baseren de vermogens van de e-boiler-systemen in deze studie op de vermogensratio van 20%, zoals ook gebruikt bij het Ypenburgse Warmtenet. De e-boiler heeft een vermogen van 12 MWth op een piekvermogen van 57,5 MWth (Royal Haskoning DHV, 2019) (Eneco, s.d.).</p>			

Tabel 21 - Kostenkengetallen businesscase warmtebronnen

	Eenheid	Rest-warmte	Bron	Biomassa	Bron	Aqua-thermie	Bron	Warmtepomp restwarmte	Bron	E-boiler	Bron	Piek-ketel	Bron
Investering	€/kW	€ 552	(PBL, 2022a)	€ 758	(PBL, 2022a)	€ 1.997	(PBL, 2022a)	€ 1.153	(PBL, 2022a)	€ 196	(PBL, 2022a)	€ 135	(Arcadis, 2021)
Afschrijf-termijn	jaar	30	(CE Delft et al., 2019) Tabel 12	30	(CE Delft et al., 2019) Tabel 12	30	(CE Delft et al., 2019) Tabel 12	30	(CE Delft et al., 2019) Tabel 12	30	Net zoals andere warmtebronnen	30	(CE Delft et al., 2019) Tabel 12
O&M	%van investering	2%	(PBL, 2022a)	6%	(PBL, 2022a)	3%	(PBL, 2022a)	5%	(PBL, 2022a)	52%	(PBL, 2022a)	3%	(Warmteregeling artikel 2 lid 3b).
Rendement systeem	%	100%	(PBL, 2022a)	90%	(PBL, 2022a)	344%	(PBL, 2021a)	350%	(PBL, 2022a)	99%	(PBL, 2022a)	93%	(CE Delft et al., 2019) Tabel 25
Productiekost en excl. elektriciteit	€/GJ warmte	€ 0,28	(PBL, 2022a)	€ 8,08	(PBL, 2022a)	€ 0	Elektriciteitsmix	€ 0	Elektriciteitsmix	€ 0	Elektriciteitsmix	€ 19,05	(PBL, 2022b)
Rentevoet	%	4%	(PBL, 2022a)	4%	(PBL, 2022a)	4%	(PBL, 2022a)	3%	(PBL, 2022a)	2,80%	(PBL, 2022a)	3%	Gelijk aan de elektrische verwarmingsinstallaties
CO <sub>2</sub> -emissies	kgCO <sub>2</sub> /GJ warmte	0	Aanname Scope 1-emissies	0	Aanname Scope 1-emissies	E-mix	Gemodelleerd	E-mix	Gemodelleerd	E-mix	Gemodelleerd	56,4	(RVO, 2022)

## G Longlist warmteopslagtechnieken

Techniek	Uitleg	Toepassing	Temperatuur niveau	Vermogenslevering (dimensioneerbaar op de vraag)	Cyclus frequentie	Efficiëntie	Type warmte	TRL	Ruimtegebruik
ATES: wko	Warmte opslaan in de aquifer op lage temperatuur.	District heating	0-25 °C	Zeer geschikt voor relatief grote vermogens, gemiddeld 150 kW per systeem.	1-2/jaar		Voelbare warmte	9	Zeer beperkt ruimtegebruik: voornamelijk twee boorgaten.
ATES: MTO	Warmte opslaan in de aquifer op middelhoge temperatuur.	District heating	25-50 °C		1-2/jaar		Voelbare warmte		Zeer beperkt ruimtegebruik: voornamelijk twee boorgaten.
ATES: MTO voorbeeld NIOO Coppert Cress	Warmte opslaan in de aquifer op middelhoge temperatuur. Praktijkvoorbeeld.	District heating	Regime 26-45 °C		1-2/jaar		Voelbare warmte		Zeer beperkt ruimtegebruik: voornamelijk twee boorgaten.
ATES: HTO	Warmte opslaan in de aquifer op hoge temperatuur.	District heating	50-90 °C		1-2/jaar		Voelbare warmte		Zeer beperkt ruimtegebruik: voornamelijk twee boorgaten.
Mijnwater	Warmte opslaan in volgelopen mijnen op middelhoge temperatuur.	District heating	25-50 °C		1-2/jaar		Voelbare warmte		Reeds bestaande ondergrondse mijnen benutten.
Geothermieopslag	Warmte opslaan in de ondiepe middelhoge temperatuur geothermieputten.	District heating	25-50 °C		1-2/jaar		Voelbare warmte		Reeds bestaande boorgaten geothermie benutten.
TTES tank thermal energy storage: Algemeen	Warmte opslaan in een afgesloten vat.	District heating	0-90 °C	Dimensioneerbaar naar wens	1-2/jaar		Voelbare warmte		Grote opslagtank (Mogelijk ondergronds d.m.v. omvangrijke graafwerken).
TTES: Bufferopslag niet onder druk	Opslagvat waarin water tot net onder kookpunt (100 °C) wordt opgeslagen.	District heating	60-98 °C	Dimensioneerbaar naar wens	1/dag tot 1/week	99%	Voelbare warmte	8-9	Grote opslagtank (Mogelijk ondergronds d.m.v. omvangrijke graafwerken)

Techniek	Uitleg	Toepassing	Temperatuur niveau	Vermogenslevering (dimensioneerbaar op de vraag)	Cyclus frequentie	Efficiëntie	Type warmte	TRL	Ruimtegebruik
TTES: Bufferopslag onder druk	Opslagvat waarin water onder hogere druk tot boven zijn atmosferisch kookpunt van 100°C kan worden opgeslagen.	District heating	60-180°C	Dimensioneerbaar naar wens	1/dag tot 1/week	99%	Voelbare warmte	8-9	Grote opslagtank (Mogelijk ondergronds d.m.v. omvangrijke graafwerken)
TTES: Vlakke bodembufferopslag met drijvend dak	Opslagtanks met een platte bodem combineren een groot volume met een relatief lage kost. Maar tot op heden zorgt de niet gevulde ruimte aan de top van de tank voor hogere verliezen en minder goed werkingsregime van het opslagsysteem. Een nieuw ontwerp met een drijvend geïsoleerd plafond verhelpt deze problemen. Een demo project is gebouwd als onderdeel van het OBSERW-project.	District heating	< 98°C	56 kW	1/dag	99%	Voelbare warmte	4-6	Grote opslagtank (Mogelijk ondergronds d.m.v. omvangrijke graafwerken)
TTES: seizoensopslag	Goed geïsoleerd opslagvat waarin warmte lange tijden (zomer tot winterovergang) wordt bewaard. De beschikbare capaciteit wordt het beste benut bij zo hoog mogelijke opslagtemperatuur.	District heating	15-90°C	Dimensioneerbaar naar wens	1-2/jaar	81%	Voelbare warmte	7-8	Grote opslagtank (mogelijk ondergronds d.m.v. omvangrijke graafwerken).

Techniek	Uitleg	Toepassing	Temperatuur niveau	Vermogenslevering (dimensioneerbaar op de vraag)	Cyclus frequentie	Efficiëntie	Type warmte	TRL	Ruimtegebruik
TTES: voorbeeld Ecovat	Een goed geïsoleerd, ondergronds, betonnen vat met een gegarandeerde levensduur van 50 jaar. Kan functioneren als een bufferopslag en een seizoensopslag naargelang de toepassing.	District heating	5-95 °C	Dimensioneerbaar naar wens	1/dag tot 1/jaar	86-92% in 12 maanden	Voelbare warmte	8	Grote opslagtank (ondergronds d.m.v. omvangrijke graafwerken).
TTES: voorbeeld Thermoskan Diemen	Een watertoren van 50 m hoog en 26 m doorsnee, goed voor de opslag van 22 miljoen liter water. Een staalwand van 37 mm met daaromheen een isolatieschil van 50 cm dik zorgt voor een zeer beperkt warmteverlies.	District heating	125 °C		1/dag tot 1/week		Voelbare warmte	9	Grote opslagtank (bovengronds).
PTES: Algemeen pit thermal energy storage	Put in de grond gevuld met water en met isolatie afgedekt. Omwille van zijn lage prijs per hoeveelheid opgeslagen warmte voornamelijk toegepast als seizoensopslag.	District heating	10-90 °C	Dimensioneerbaar naar wens	1-2/jaar	< 81%	Voelbare warmte	9	Grote put eventueel afgedekt met een laag grond zodat het oppervlak bruikbaar is als open ruimte.
TTES/PTES (pit thermal energy storage): HoCoSto	Pit storage constructie voor het bufferen van seizoenswarmte met extra isolatie van de wanden. Voornamelijk toegepast op kleine schaal (1 gebouw of groepje gebouwen). Mogelijkheid tot verder uitbreiding.	District heating	0-90 °C				Voelbare warmte		Grote put eventueel afgedekt met een laag grond zodat het oppervlak bruikbaar is als open ruimte.



Techniek	Uitleg	Toepassing	Temperatuur niveau	Vermogenslevering (dimensioneerbaar op de vraag)	Cyclus frequentie	Efficiëntie	Type warmte	TRL	Ruimtegebruik
BTES (borehole thermal energy storage)	Gesloten systeem waarbij warmte in bodem wordt opgeslagen. Via leidingen in de bodem wordt warmte afgegeven aan de bodemlagen en zo opgeslagen.	District heating	0-90 °C				Voelbare warmte		Beperkt ruimtegebruik naarmate de opslag grootte stijgt meer boorgaten.
Lage temperatuur PCM zouthydraten of parafines		Building level	20-80 °C	62 kW	1/dag	95%	Latente warmte	4-5	Bij verdere ontwikkeling van opslagtechnieken zoals PCM, TCM en CLC kunnen die ook dienen en worden toegepast voor grootschalige seizoensopslag. De innovatie opgave ligt voor de komende 5-10 jaar nog om deze methoden geschikt en levensvatbaar te maken voor huishoudelijke toepassingen.
Stoom accumulator	Opslagvat waarin warmte onder de vorm van stoom onder hoge druk wordt opgeslagen.	Industriële processen	100-374 °C		Meerdere keren/dag		Voelbare warmte	8-9	
Thermochemische opslag: Enerstore SALT X	Een chemische reversibele redoxreactie zorgt ervoor dat bij hogetemperatuurwarmte wordt opgeslagen in chemische verbindingen. Wanneer de temperatuur vervolgens verlaagt breken deze chemische verbindingen weer af en komt de opgeslagen warmte terug vrij.	Power to high value heat	550 °C				Chemische warmte		
PCM: heat storage Aluminum Alloy	Warmteopslag in vloeibaar geworden aluminiumlegering.	Industriële processen, Power to high value heat	600 °C				Latente warmte		

Techniek	Uitleg	Toepassing	Temperatuur niveau	Vermogenslevering (dimensioneerbaar op de vraag)	Cyclus frequentie	Efficiëntie	Type warmte	TRL	Ruimtegebruik
Basalt Rock	Hogetemperatuurwarmte in vast materiaal opslaan.	Industriële processen, Power to high value heat	600 °C				Voelbare warmte		
Hot stone/granulate storage	Hogetemperatuurwarmte in vast materiaal opslaan.	Industriële processen, Power to high value heat	600 °C-1.300 °C				Voelbare warmte		
Warmteopslag in beton	Hogetemperatuurwarmte in vast materiaal opslaan.	Industriële processen, Power to high value heat	430 °C				Voelbare warmte		
Set van 2 gesmolten zouttanks	Two-tank molten salt in a direct storage configuration.	Power plants: voornamelijk CSP concentrating solar power	290-565 °C		1/ dag		Voelbare warmte	9	
Gesmolten zout-thermocline	Vloeibare zoutopslag.	Power plants: voornamelijk CSP concentrating solar power	290-560 °C	235 MW		>98%	Voelbare warmte	10*	
Thermochemical storage for CSP	Vloeibare zoutopslag.	Power plants: voornamelijk CSP concentrating solar power	550-600 °C	250 MW		97%	Chemische warmte	10ls**	
Thermocline with filler material	Vloeibare zoutopslag.	Power plants: voornamelijk CSP concentrating solar power	290-560 °C				Voelbare warmte		

\* In ontwikkeling,

\*\* In ontwikkeling, lab scale,