

# De kosten en baten van warmteopslag in warmtenetten



In opdracht van Invest-NL en Energy Storage NL

1 november 2024

Bart Visser & Rob Terwel

# Samenvatting

In het kader van de klimaatdoelstellingen van het Parijsakkoord en de Europese en Nederlandse wetgeving, moet Nederland tegen 2050 klimaatneutraal zijn. Dit betekent dat onder andere ook de gebouwde omgeving de komende decennia aanzienlijk zal moeten verduurzamen.

Warmtenetten worden als een belangrijke oplossing gezien. Het is daarbij essentieel dat warmtenetten niet alleen duurzaam zijn, maar ook betaalbaar en goed inpasbaar in het energiesysteem en het elektriciteitsnet. Warmteopslag wordt gezien als een veelbelovende technologie om hier aan bij te dragen. De centrale vragen in dit onderzoek luiden als volgt:

- 1) Kan warmteopslag maatschappelijke en financiële meerwaarde bieden voor warmtenetten?
- 2) Kan warmteopslag warmtenetten aantrekkelijker maken voor investeerders, eigenaren en klanten?
- 3) Biedt warmteopslag voordelen voor netbeheerders en elektriciteitsproducenten?

We volgen een aanpak waarbij de kosten en baten van warmtenetten zonder warmteopslag worden vergeleken met de kosten en baten van warmtenetten met warmteopslag. We hebben hiervoor een techno-economisch rekenmodel ontwikkeld dat op uurbasis warmtevraag en -aanbod en de inzet van warmteopslag berekent. In de appendix is een uitgebreide technische documentatie te vinden.

Met het model rekenen we 3 warmtenet-configuraties (Tabel 1) door die in samenspraak met de klankbordgroep zijn vastgesteld. De drie casussen worden geëvalueerd in de context van het IP2024 National Drivers 2035 scenario<sup>1</sup>, gemaakt door de Nederlandse netbeheerders, dat het overkoepelende energiesysteem beschrijft.

Tabel 1: Overzicht configuraties van warmtenetten die in deze studie meegenomen zijn.

Varianten	Casus 1 <small>bodemafhankelijk</small>	Casus 2 <small>overall mogelijk</small>	Casus 3 <small>WKO-afhankelijk</small>
<b>Warmte opwek</b>	Geothermie, kleine warmtepomp (water/water) en gasketel	Warmtepomp (lucht/water), WKK en gasketel	Warmtepomp (water/water) en gasketel
<b>Warmteopslag</b>	Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) en PTES/TTES	Pit Thermal Energy Storage (PTES) of Tank Thermal Energy Storage (TTES)	Pit Thermal Energy Storage (PTES) of Tank Thermal Energy Storage (TTES)
<b>Warmtedistributie</b>	Midden temperatuur (MT) 55-75 °C, 20% warmteverlies	Midden temperatuur (MT) 55-75 °C, 20% warmteverlies	Lage temperatuur (LT) 30-55 °C, 10% warmteverlies
<b>Warmteverbruik</b>	Groot warmtenet, 461 TJ, vraagprofiel slechtere isolatie*	Middelgroot net, 138 TJ, vraagprofiel Nederlands gemiddelde*	Klein net, 9 TJ, vraagprofiel beter dan gemiddelde isolatie*
<b>Scenariocontext</b>	2035 IP2024 National Drivers scenario		

<sup>1</sup> Bereikbaar via: [https://energytransitionmodel.com/saved\\_scenarios/14390](https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14390)

Het door Kalavasta ontwikkelde warmteopslag model is gebaseerd op literatuurdata, data opgehaald via interviews met experts en aannames. Daarnaast zijn keuzes gemaakt met betrekking tot scope en modelarchitectuur:

- Het model vergelijkt warmtenetten met en zonder opslag. Vaste kosten voor het aanleggen van de leidingen, kosten voor grondposities en pompen vallen buiten de scope.
- Het inzetalgoritme van warmteopslag is een benadering van een kostenoptimale inzet.
- Het model bevat geen negatieve elektriciteitsprijzen.
- De analyse maakt gebruik van één weerjaar (2012).
- De configuraties van warmtevraag, -productie en opslag zijn gekozen om realistische casussen weer te geven. Verandering van configuraties beïnvloedt de resultaten.
- In de analyse is aardgas gekozen als brandstof voor de piekkel en WKK.

Hierna worden de resultaten en conclusies besproken die volgen uit de doorrekening van de drie casussen in het warmteopslag model. Er zijn vier verschillende baten geïdentificeerd:

### *Baat 1: Warmteopslag verlaagt kosten voor warmteproductie*

De kostenbesparing met opslag loopt op van 0.7 tot 3.2 € per GJ afgeleverde warmte (zie Figuur 1), afhankelijk van de configuratie en aannames. Kosten worden voornamelijk bespaard door:

- Aardgasvraag te reduceren door warmte-overschotten uit geothermie of emissiearme warmte van de warmtepomp op te slaan en in te zetten wanneer er tekorten ontstaan.
- Gedurende vraagpieken warmte te leveren uit de opslag, waardoor minder piekkel nodig zijn en daarmee wordt bespaard op de investeringskosten daarvan.

In alle onderzochte varianten was er een opslagsysteem zodanig te dimensioneren dat de kosten van de afgeleverde warmte lager werden. De kostendaling als gevolg van warmteopslag kan ervoor zorgen dat de realisatie van nieuwe warmtenetten haalbaarder wordt.

### *Baat 2: Warmteopslag zorgt voor lagere emissies*

Door de aardgasbesparing beschreven bij baat 1 daalt ook de emissiefactor per GJ geleverde warmte (zie Figuur 1). Door een ATES te plaatsen bij een geothermiebron in casus 1 daalt de emissiefactor met ruim 5 kg CO<sub>2</sub> per geleverde GJ warmte. Een TTES of PTES systeem in combinatie met een warmtepomp, WKK en/of gasboiler (casus 2 en 3) reduceert de emissiefactor met circa 1.5-2 kg CO<sub>2</sub> per geleverde GJ warmte. De precieze uitkomsten hangen af van de configuratie en aannames. Emissiereductie is middels de CO<sub>2</sub>-prijs reeds verwerkt in de financiële baten (referentieaannames van 50 €/ton CO<sub>2</sub> voor ETS2).

Ook zal de verlaagde aardgasvraag gepaard gaan met lagere stikstofuitstoot, waardoor minder stikstofruimte nodig is. Wanneer de warmtepomp en warmteopslag worden overgedimensioneerd, kan de uitstoot zelfs bijna geheel worden geëlimineerd. Ook dit vergroot de haalbaarheid van de realisatie van een nieuw warmtenet.

### *Baat 3: Warmteopslag reduceert curtailment uit hernieuwbare opwek*

Door opslag neemt de hoeveelheid anders gecurtailde stroom af met 150% tot ruim 200% (zie Figuur 1). Bij de tweede casus, wat een middelgroot warmtenet betreft met circa 3.5 duizend woningen, wordt ruim 300 MWh aan elektriciteit minder gecurtaild door de toevoeging van warmteopslag. Dit is equivalent aan een zonnepark van ongeveer 0.35 MWp, of honderd woningen bij 3.5 kWp per woning.

Door warmteopslag zijn minder wind- en zonneparken nodig om duurzaamheidsdoelen te bereiken. Ook zal de businesscase van bestaande wind- en zonneparken verbeteren doordat er meer elektriciteitsvraag ontstaat, en dus hogere prijzen, op momenten dat er anders overschotten zouden zijn.

*Baat 4: Een warmtenet met warmteopslag is in staat netbelasting te verlagen, maar de voorgestelde korting op nettarieven dekt de meerkosten niet*

Met behulp van warmteopslag kan een warmtenet worden aangesloten op het elektriciteitsnet met een zogenaamde non-firm ATO. Er is dan geen extra netcapaciteit nodig voor de warmtepomp (of e-boiler). Gegeven de huidige schaarse netcapaciteit kan dit mogelijk de enige manier zijn waarop een aansluiting op het net mogelijk is. Doordat het warmtenet met warmteopslag een zeer flexibele vermogensvraag heeft, kan het warmtenet mogelijk worden aangemerkt als een zogenaamde 'congestie-verzachter'. Een congestie-verzachter komt hoger op de prioriteringslijst van de netbeheerder en zal dan ook eerder worden aangesloten dan partijen met een lagere prioriteit<sup>2</sup>.

Kosten en emissies stijgen echter wanneer wordt gekozen voor een non-firm ATO (zie Figuur 2). Dit komt doordat transportbeperkingen ofwel leidt tot verhoging van de aardgasvraag en piekkel capaciteit, of tot overdimensionering van power-to-heat en de warmteopslag. De door de ACM voorgestelde korting op nettarieven voor non-firm ATO's<sup>3</sup> bieden onvoldoende compensatie om deze meerkosten te dekken. Zeker als het tariefreguleringsregime niet de mogelijkheid biedt meerkosten door te berekenen aan de afnemer. Als het vanuit netbeheerders de bedoeling is dat de non-firm ATO financieel aantrekkelijk is voor onder andere investeerders in warmtenetten, zal de korting op de nettarieven aanzienlijk moeten stijgen.

Tot slot kan op basis van dit onderzoek niet met zekerheid worden geconcludeerd of het aansluiten van een warmtenet + opslag middels een non-firm ATO hogere of lagere maatschappelijke kosten met zich meebrengt in vergelijking met netverzwaring. Dit komt enerzijds doordat de kosten van netverzwaring moeilijk zijn in te schatten. Anderzijds komt dit doordat de meerkosten door een non-firm ATO sterk afhangt van de frequentie waarop transportbeperking daadwerkelijk door de netbeheerder afgeroepen. Wel kan worden geconcludeerd dat een warmtenet met een warmtepomp en piekkelers aanzienlijk minder netcapaciteit vereist dan een wijk met alleen individuele warmtepompen.

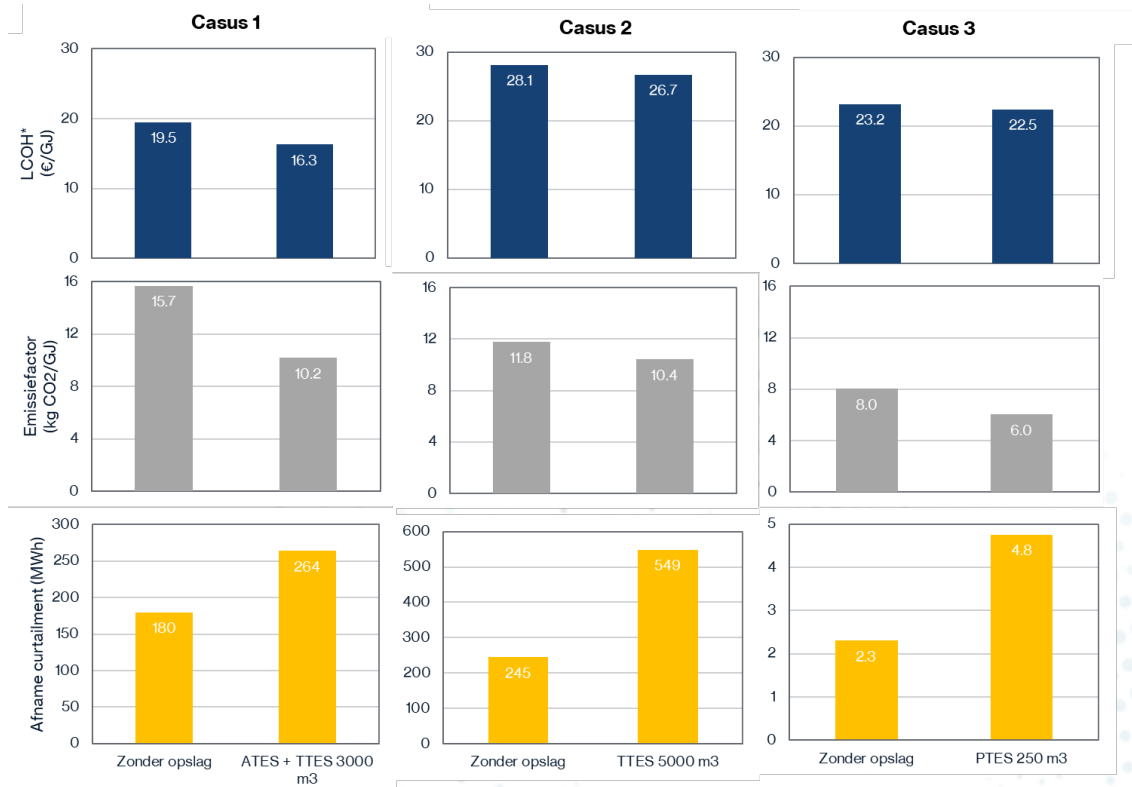
*Een goed gedimensioneerd warmteopslagsysteem is een waardevolle toevoeging aan een warmtenet en geeft diverse financiële en maatschappelijke voordelen*

Doorgaans levert een relatief klein opslagsysteem al een groot deel van de bovengenoemde baten. Deze baten nemen toe tot een optimum waarna met name de kosten daarna stijgen. Waar dit optimum ligt verschilt per warmtenet en hangt af van de dimensionering van warmte opwek ten opzichte van de warmtevraag. In algemene zin is een goed gedimensioneerde warmteopslag een waardevolle toevoeging aan een warmtenet met diverse maatschappelijke voordelen.

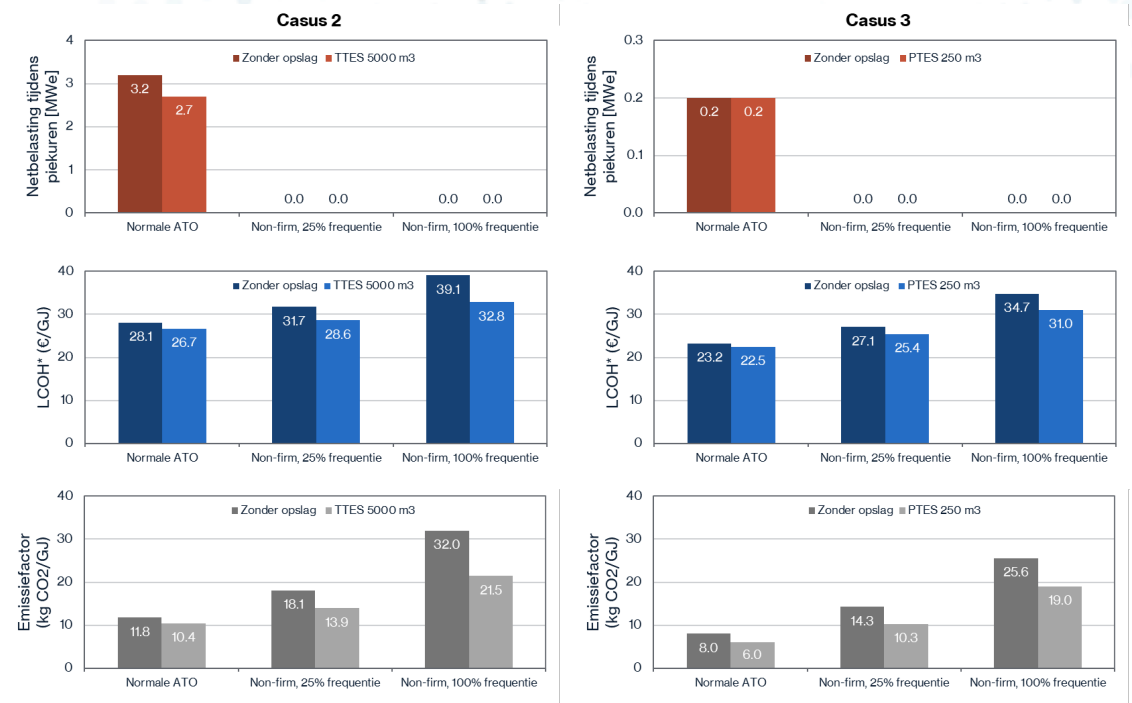
---

<sup>2</sup> ACM (2024), Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 12 april 2024, kenmerk ACM/UIT/605893 tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31, eerste lid, onder a, juncto artikel 32, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998 betreffende de prioriteringsruimte bij transportverzoeken. Via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-12928.html>

<sup>3</sup> ACM (2024), Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 16 juli 2024, kenmerk ACM/UIT/619367 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikelen 27 en 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende alternatieve transportrechten. Via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-23594.html>



Figuur 1: LCOH\*, emissiefactor en afname curtailment van het warmtenet uit de drie casussen voor verschillende warmteopslag varianten. LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet. Let op de verschillende y-assen van de 'Afname curtailment' grafieken.



Figuur 2: LCOH\* en emissiefactor voor warmtenet uit casussen 2 en 3, met en zonder warmteopslag en in een situatie met normale ATO en non-firm ATO. Bij de non-firm ATO wordt gevarieerd in de frequenties waarbij transportbeperkingen worden afgeroepen binnen de tijdsblokken 06:00-10:00 en 16:00-19:00 (25-100%). LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet.

# Summary

Following the climate goals of the Paris Agreement and European and Dutch legislation, the Netherlands should achieve climate neutrality by 2050. This means that, among other sectors, the built environment must be decarbonized over the coming decades. District heating networks are seen as an important solution. It is essential that these networks are not only sustainable, but also affordable and well-integrated into the energy system and the electricity grid. Thermal storage is regarded as a promising technology to contribute to this. The central questions of this research are as follows:

- 1) Can thermal storage provide societal and financial added value for district heating networks?
- 2) Can thermal storage make district heating networks more attractive to investors, owners, and customers?
- 3) Does thermal storage offer benefits for grid operators and electricity producers?

We follow an approach where the costs and benefits of district heating networks without thermal storage are compared to those with thermal storage. For this, we have developed a techno-economic model that calculates heat demand and supply and the deployment of thermal storage on an hourly basis. Extensive technical documentation of the model can be found in the appendix.

With the model we calculate 3 configurations (Table 1) of district heating networks determined in consultation with the advisory group. The three cases are evaluated in the context of the IP2024 National Drivers 2035 scenario<sup>4</sup>, created by Dutch grid operators, which describes the overarching energy system.

Table 1: Overview of district heating network configurations that are included in this study.

Variants	Case 1 <small>soil dependent</small>	Case 2 <small>possible anywhere</small>	Casus 3 <small>WKO-dependent</small>
<b>Heat generation</b>	Geothermal energy, small heat pump (water/water) and gas boiler	Heat pump (air/water), CHP and gas boiler	Heat pump (water/water) and gas boiler
<b>Thermal storage</b>	Aquifer Thermal Energy Storage (ATES) and PTES/TTES	Pit Thermal Energy Storage (PTES) or Tank Thermal Energy Storage (TTES)	Pit Thermal Energy Storage (PTES) or Tank Thermal Energy Storage (TTES)
<b>Heat distribution</b>	Medium temperature (MT) 55-75 °C, 20% heat losses	Medium temperature (MT) 55-75 °C, 20% heat losses	Low temperature (LT) 30-55 °C, 10% heat losses
<b>Heat demand</b>	Large network, 461 TJ, demand profile based on poor insulation	Medium network, 138 TJ, demand profile based on Dutch average insulation	Small network, 9 TJ, demand profile based on above average insulation
<b>Scenario context</b>	2035 IP2024 National Drivers scenario		

<sup>4</sup> Accessible at: [https://energytransitionmodel.com/saved\\_scenarios/14390](https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14390)

The thermal storage model developed by Kalavasta is based on literature data, data collected through interviews with experts, and assumptions. Additionally, several important choices were made regarding the scope and model architecture:

- The model compares district heating networks with and without storage. Fixed costs such as for laying the pipes, costs for land positions, and pumps are outside the scope.
- The deployment algorithm for thermal storage is an approximation of a cost-optimal deployment strategy.
- The model does not include negative electricity prices.
- The analysis uses one weather year (2012).
- The configurations of heat demand, production, and storage are chosen to represent realistic cases. Changing configurations affects the results.
- In the analysis, natural gas is chosen as the fuel for the gas boiler and CHP (Combined Heat and Power).

The results and conclusions that follow from the calculation of the three cases in the thermal storage model are discussed next. Four different benefits have been identified:

#### *Benefit 1: Thermal storage lowers costs associated with heat production*

The cost savings with storage range from 0.7 to 3.2 € per GJ heat delivered (see Figure 1), depending on the configuration and assumptions. Costs are mainly saved by:

- Reducing natural gas demand by storing surpluses from geothermal or low-emission heat from the heat pump and deploying it when shortages occur.
- Delivering heat from storage during demand peaks, reducing the need for peak boilers and thus saving on their capital costs.

In all the variants studied, a storage system could be sized in such a way that the cost of the delivered heat was reduced. The cost reduction resulting from thermal storage can increase the feasibility of new district heating networks.

#### *Benefit 2: Thermal storage lowers emissions*

Due to the natural gas savings described above, the emission factor per GJ of delivered heat also decreases (see Figure 1). By installing an ATES at a geothermal source in case 1, the emission factor is reduced by over 5 kg CO<sub>2</sub> per delivered GJ of heat. In case 2 and 3, a TTES or PTES system combined with a heat pump, CHP, and/or gas boiler reduces the emission factor by approximately 1.5-2 kg CO<sub>2</sub> per delivered GJ of heat. The exact outcomes depend on the configuration and assumptions. Emission reduction is already included in the financial benefits through the CO<sub>2</sub> price (reference assumption of 50 €/ton CO<sub>2</sub> for ETS<sub>2</sub>).

Additionally, the reduced demand for natural gas will also result in lower nitrogen emissions, thereby reducing the need for nitrogen allowances. By oversizing the heat pump and thermal storage, emissions can be almost entirely eliminated. This also increases the feasibility of implementing a new district heating network.

#### *Benefit 3: Thermal storage reduced curtailment from renewables*

With thermal storage, the amount of otherwise curtailed electricity decreases by 150% to over 200% (see Figure 1). In case 2, which concerns a medium-sized district heating network with approximately 3,500 homes, over 300 MWh of electricity does not have to be curtailed due to

the addition of thermal storage. This is equivalent to a solar park of about 0.35 MWp, or one hundred homes at 3.5 kWp per home.

Thus, with thermal storage, fewer wind and solar parks are needed to achieve sustainability goals. Additionally, the business case for existing wind and solar parks will improve as thermal storage creates leads to additional electricity demand and thus higher prices during times when there would otherwise be surpluses.

*Benefit 4: A district heating network with thermal storage is able to reduce grid loads, but proposed discounts on grid tariffs are insufficient to cover the extra costs*

A district heating network with thermal storage can be connected to the electricity grid with what is known as a non-firm ATO. This means that no additional grid capacity is needed for the heat pump (or electric boiler). Given the current scarcity in grid capacity, this may be the only way a connection to the grid is possible in the short term. Because district heating networks with thermal storage has a very flexible power demand, it can potentially be classified as a so-called 'congestion reliever'. A congestion reliever is higher on the priority list of the grid operator and will therefore be connected sooner than parties with lower priority<sup>5</sup>.

However, costs and emissions increase when opting for a non-firm ATO (see Figure 2). This is either due to an increase in natural gas demand and peak boiler capacity, or to oversizing of power-to-heat and thermal storage. The discount on grid tariffs for non-firm ATOs proposed by the ACM<sup>6</sup> does not provide sufficient compensation to cover these additional costs. Especially if the regulation regime does not allow these additional costs to be passed on to consumers. If it is the intention of grid operators for the non-firm ATO to be financially attractive for, among others, investors in district heating networks, the discount on grid tariffs must increase significantly.

Finally, based on this research, it cannot be conclusively determined whether connecting a district heating network + thermal storage via a non-firm ATO brings higher or lower societal costs compared to grid reinforcement. This is partly because the costs of grid reinforcement are difficult to estimate. On the other hand, this is because the additional costs of a non-firm ATO strongly depend on the frequency with which transport restrictions are actually called by the grid operator. However, it can be concluded that a district heating network with a heat pump and peak boilers requires significantly less grid capacity than houses using individual heat pumps.

*A well dimensioned thermal storage system is a valuable addition to a district heating network and generates various societal and financial benefits*

Typically, even a relatively small thermal storage system provides a relatively large portion of the aforementioned benefits. These benefits increase up to a certain optimum after which the costs increase. Where this optimum lies varies greatly per district heating network and also depends on the sizing of heat generation relative to heat demand. In general terms, well-dimensioned thermal storage systems are a valuable addition to a district heating network leading to various societal and financial benefits.

---

<sup>5</sup> ACM (2024), Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 12 april 2024, kenmerk ACM/UIT/605893 tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31, eerste lid, onder a, juncto artikel 32, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998 betreffende de prioriteringsruimte bij transportverzoeken. Via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-12928.html>

<sup>6</sup> ACM (2024), Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 16 juli 2024, kenmerk ACM/UIT/619367 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikelen 27 en 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende alternatieve transportrechten. Via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-23594.html>



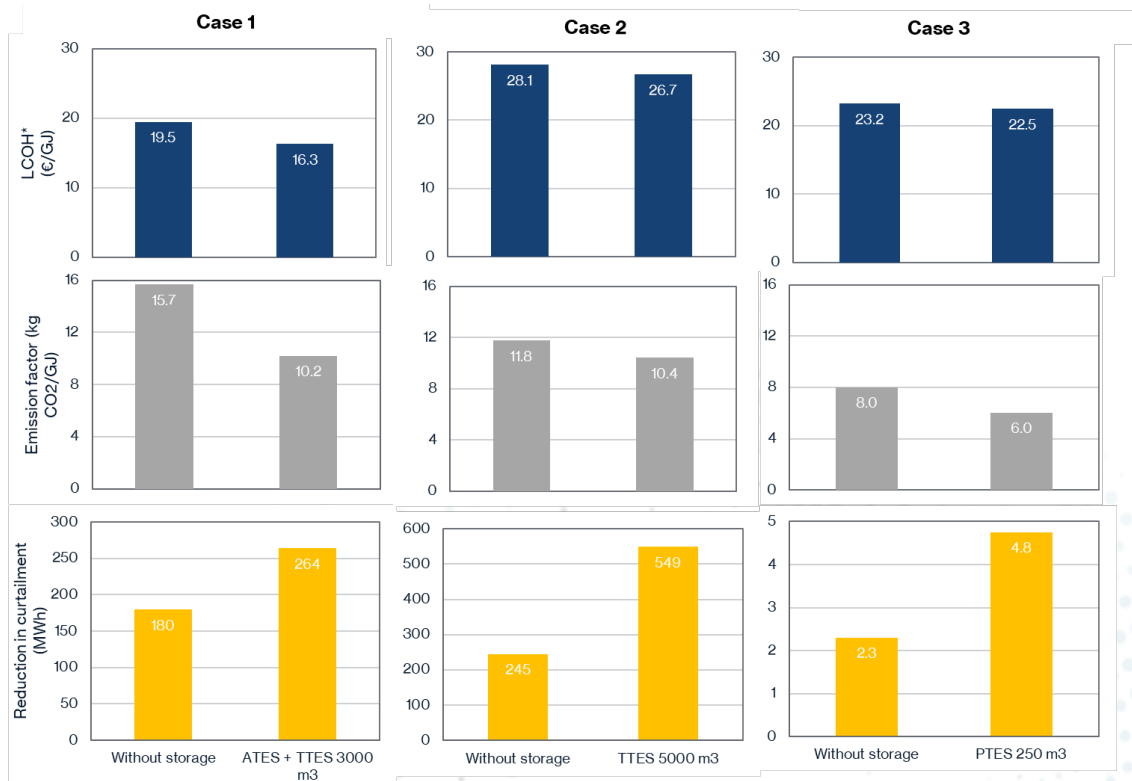


Figure 1: LCOH\*, emission factor and reduction in curtailment for the district heating networks in the three cases for various thermal storage variants. LCOH\* is the levelised cost of heat, including only costs within the scope of the model. This does not include all costs of the heating network. Note that the y-axis of the 'Reduction in curtailment' graphs differ from each other.

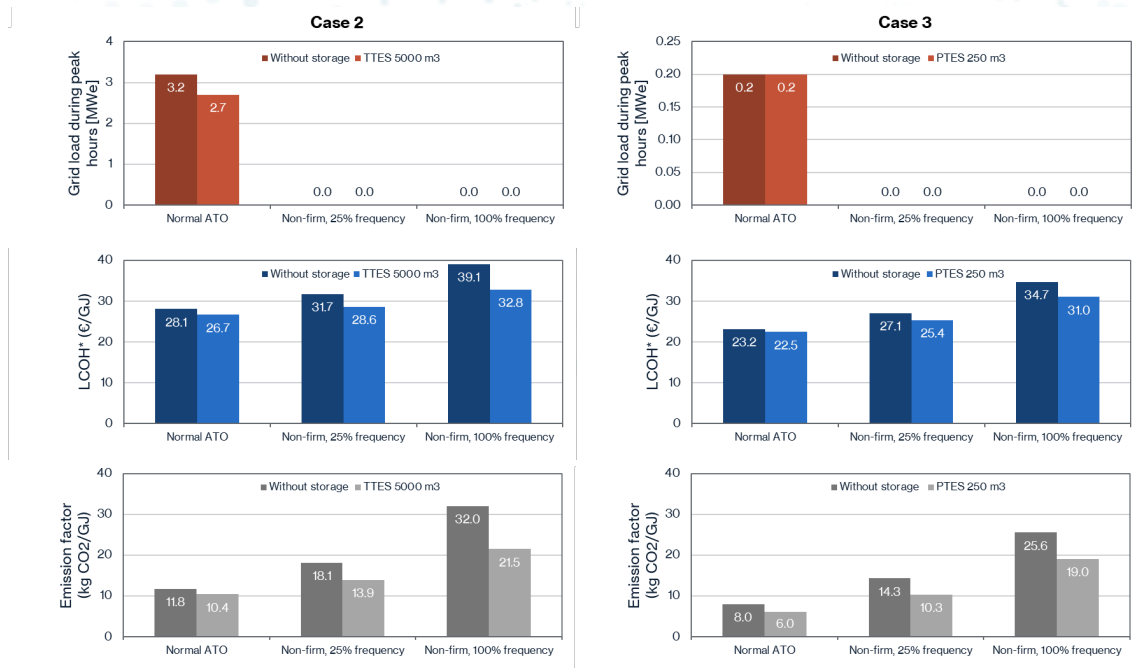


Figure 2: LCOH\* and the emission factor for the district heating network in cases 2 and 3, with and without thermal storage. In a situation with a normal ATO and a non-firm ATO. For the non-firm ATO, various frequencies at which transport constraints are imposed during the time blocks 06:00-10:00 and 16:00-19:00 (25-100%). LCOH\* is the levelised cost of heat, including only costs within the scope of the model. This does not include all costs of the heating network.

# Inhoudsopgave

Samenvatting .....	1
Summary .....	5
Begrippenlijst .....	10
Introductie .....	11
Onderzoeksaanpak.....	15
Ontwikkeling model .....	16
Varianten.....	17
Het overkoepelende scenario .....	18
Disclaimers.....	20
Resultaten.....	21
Casus 1.....	21
Casus 2 .....	26
Casus 3.....	34
Gevoeligheidsanalyse .....	43
Conclusies .....	46
Appendix 1: Technische documentatie .....	48
Merit order inzet warmteproductiemiddelen .....	48
Strategie inzet warmteopslag .....	49
Inzet WKK en/of e-boiler voor balanceringsdiensten .....	50
Warmtevraagprofielen.....	51
Temperatuurprofielen.....	53
Techno-economische parameters opslag en warmteproductiemiddelen .....	54
Energieprijzen en belasting .....	57
Netaansluiting en nettarieven.....	57
Appendix 2: Samenstelling Stuurgroep en Klankbordgroep.....	59

# Begrippenlijst

Afkorting	Beschrijving
aFRR-down	Automatic frequency restoration reserve-down. Reservemarkt aan elektrisch vermogen dat door TenneT binnen 15 minuten kan worden ingezet om overschotten elektriciteit weg te werken
aFRR-up	Automatic frequency restoration reserve-up. Reservemarkt aan elektrisch vermogen dat door TenneT binnen 15 minuten kan worden ingezet om tekorten elektriciteit weg te werken
ATES	Aquifer thermal energy storage – energieopslag in watervoerende grondlagen op hoge temperatuur
CAPEX	Capital expenditures – de totale uitgaven voor materiële en immateriële investeringen die worden gedaan voor de aankoop van een asset
ETM	Energie Transitie Model (Via: <a href="https://energytransitionmodel.com/">https://energytransitionmodel.com/</a> )
GJ	Gigajoule
HT	Aanduiding voor een hoge temperatuur warmtenet (> 75 °C)
IP2024	Investeringsplannen 2024 van de netbeheerders
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattuur
LCOH*	Levelised cost of heat*. De * staat voor een aangepaste definitie die in dit rapport wordt gebruikt. Namelijk de vaste en marginale kosten voor alle warmteproductiemiddelen, exclusief kosten voor de warmte-infrastructuur zelf (leidingen, grondposities pompen etc.)
LT	Aanduiding voor een lage temperatuur warmtenet (30 - 55 °C)
MT	Aanduiding voor een hoge temperatuur warmtenet (55 - 75 °C)
MW	Megawatt
MWh	Megawattuur
ND 2035	National Drivers scenario voor 2035 van de Nederlandse netbeheerders
Non-firm ATO	Non-firm aansluit- en transport overeenkomst
OPEX	Operational expenditures – de terugkerende kosten voor onderhoud van een asset
PTES	Pit thermal energy storage – energieopslag in een waterreservoir in een afgedekte kuil in de grond op hoge temperatuur
TTES	Tank thermal energy storage – energieopslag in watertanks op hoge temperatuur
WACC	Weighted average cost of capital
WKK	Warmte-krachtkoppeling
WKO	Warmte koude opslag
ZLT	Aanduiding voor een zeer lage temperatuur warmtenet (10-30 °C)

# Introductie

In het kader van de klimaatdoelstellingen van het Parijsakkoord en de Europese en Nederlandse wetgeving moet Nederland tegen 2050 klimaatneutraal zijn. Dit betekent dat ook de gebouwde omgeving de komende decennia aanzienlijk zal moeten verduurzamen. Warmtenetten worden daarbij als een belangrijke oplossing gezien. In onder andere de Startanalyse van het PBL<sup>7</sup>, het Klimaatakkoord<sup>8</sup> en de II3050 scenario's van de netbeheerders<sup>9</sup> worden warmtenetten genoemd als een cruciale pijler voor de energietransitie. Het kabinet streeft er dan ook naar om naast isolatie en elektrificatie van individuele woningen en gebouwen, ook collectieve verwarmings- en koeloplossingen te realiseren via warmtenetten.

Het is daarbij essentieel dat warmtenetten niet alleen duurzaam zijn, maar ook betaalbaar en goed inpasbaar in het energiesysteem en het elektriciteitsnet. Er zijn echter nog diverse uitdagingen die de verdere ontwikkeling van warmtenetten belemmeren. Zo is er vaak aardgas nodig om aan de warmtevraag te voldoen tijdens piekmomenten. Bovendien zijn de investeringskosten voor warmtenetten hoog. Ook de variabele kosten voor warmte kunnen gaan stijgen door verhoging van de energiebelastingen op aardgas en zullen CO<sub>2</sub>-kosten toenemen door de invoering van ETS2 in de gebouwde omgeving. Daarnaast sluit de variabele opwek van zonne- en windenergie niet altijd goed aan op de warmtevraag, en ontbreekt in veel delen van Nederland voldoende netcapaciteit om warmtenetten die gebruikmaken van power-to-heat-technologieën aan te sluiten.

Warmteopslag wordt gezien als een veelbelovende technologie om deze uitdagingen te helpen oplossen. Het biedt de mogelijkheid om overschotten aan duurzame energie, zoals uit zonne- of windenergie, geothermie of restwarmte, op te slaan en later te gebruiken wanneer de warmtevraag hoog is en/of energieprijzen hoog zijn. Dit verhoogt niet alleen de benutting van hernieuwbare energie, maar kan ook helpen om de afhankelijkheid van aardgas te verminderen en kosten voor piekketels te verlagen. Daarnaast kan warmteopslag de belasting op het elektriciteitsnet verminderen door de flexibiliteit van power-to-heat-technologieën te vergroten.

Ondanks deze voordelen is warmteopslag in combinatie met warmtenetten nog onvoldoende ontwikkeld. Een belangrijke oorzaak hiervan is de trage uitrol van warmtenetten zelf. De hoge investeringskosten, risico's zoals kostenoverschrijdingen en lange terugverdientijden maken het voor investeerders lastig om warmtenetprojecten te realiseren. Zonder verdere ontwikkeling van warmtenetten blijft ook de opschaling van warmteopslag beperkt, wat een negatieve invloed heeft op de leermogelijkheden en de financierbaarheid van deze technologieën. Hierdoor blijven de kosten hoog en is het moeilijk om de voordelen van warmteopslag duidelijk te maken. Dit zou een gemiste kans zijn voor de potentiële bijdrage die warmteopslag zou kunnen leveren op het gebied van duurzaamheid, betaalbaarheid en inpassing in het energiesysteem en elektriciteitsnet.

---

<sup>7</sup> PBL (2020). Startanalyse aardgasvrije buurten. Via: [https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2020-startanalyse-aardgasvrije-buurten-versie\\_2020-24-september-2020\\_4038.pdf](https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2020-startanalyse-aardgasvrije-buurten-versie_2020-24-september-2020_4038.pdf)

<sup>8</sup> Klimaatakkoord (2020). Via: <https://www.klimaatakkoord.nl/binaries/klimaatakkoord/documenten/publicaties/2019/06/28/klimaatakkoord/klimaatakkoord.pdf>

<sup>9</sup> Netbeheer Nederland (2023). Het energiesysteem van de toekomst: de II3050-scenario's. Via: <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/rapport-ii3050-scenarios>

Daarom is Kalavasta door Invest-NL en Energy Storage NL gevraagd onderzoek te doen naar de financiële en maatschappelijke baten van warmteopslag binnen warmtenetten. De centrale vragen in dit onderzoek luiden dan ook als volgt:

- 1) Kan warmteopslag maatschappelijke en financiële meerwaarde bieden voor warmtenetten?
- 2) Kan warmteopslag warmtenetten aantrekkelijker maken voor investeerders, eigenaren en klanten?
- 3) Biedt warmteopslag voordelen voor netbeheerders en elektriciteitsproducenten?

## Warmteopslag in warmtenetten

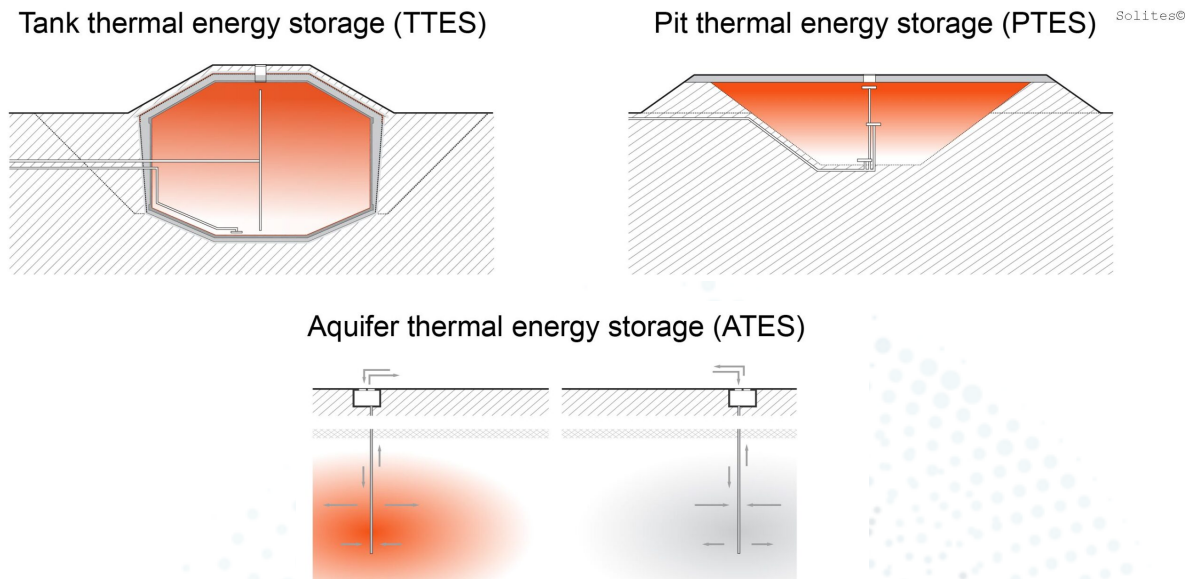
Een van de manieren om de (maatschappelijke) business case van warmtenetten te verbeteren, is mogelijk de toevoeging van warmteopslag aan een warmtenet. De exacte rol van een warmteopslagsysteem zal afhankelijk zijn van het type warmteopslag, temperatuurniveau van een warmtenet, grootte van een warmtenet, het type warmteproductiemiddelen en het overkoepelende energiescenario. In de onderstaande tabel wordt een overzicht gegeven van de typen warmteopslag en warmtenetten die binnen de scope van dit onderzoek vallen.

Varianten binnen scope	
Type warmteopslag	ATES TTES PTES
Temperatuurniveau van warmtenet	Midden temperatuur (MT) Lage temperatuur (LT)
Grootte van warmtenet	Klein, middelgroot en groot

### *Drie typen warmteopslag*

Wij richten ons in dit onderzoek uitsluitend op bewezen grootschalige warmteopslag met warm water als opslagmedium buiten de woning. Specifiek gaat het dan om:

- 1. Aquifer thermal energy storage (ATES)**  
ATES is een systeem waarbij thermische energie wordt opgeslagen in ondergrondse watervoerende lagen (aquifers). Warm en koud water worden in aparte putten geïnjecteerd: warm water wordt opgeslagen in de zomer en opgepompt in de winter om bijvoorbeeld woningen en gebouwen te verwarmen. ATES is een vorm van seizoensopslag met een zeer groot volume en een relatief beperkt piekvermogen.
- 2. Tank thermal energy storage (TTES)**  
TTES betreft het opslaan van thermische energie in geïsoleerde metalen tanks gevuld met water. De tank kan zowel bovengronds als ondergronds worden geplaatst. Tijdens perioden met goedkope warmte of warmteoverschotten, wordt deze energie in de vorm van heet water opgeslagen in de tank. Op een later moment kan deze warmte weer worden onttrokken.
- 3. Pit thermal energy storage (PTES)**  
PTES maakt gebruik van geïsoleerde waterbassins (putten) waarin thermische energie kan worden opgeslagen. Door de hoge grondwaterstand in Nederland moeten PTES systemen goed worden geïsoleerd waardoor de PTES hier veel weg heeft van een ondergrondse TTES.



Figuur 3: Schematische weergave van een TTES (ondergronds), PTES en ATES warmteopslag<sup>10</sup>.

### Temperatuurniveau van warmtenet

Qua aflevering van de warmte in warmtenetten wordt er vaak een onderscheid gemaakt tussen 4 temperatuurniveaus:

- Hoge temperatuur (75+ °C)
- Midden temperatuur (55 – 75 °C)
- Lage temperatuur (30 – 55 °C) met aflevering op een dusdanig lage temperatuur dat tapwater lokaal verwarmd moet worden (>55 °C ter voorkoming van legionella)
- Zeer lage temperatuur (10 – 30 °C)

We richten ons in dit onderzoek op **midden temperatuur (MT)** en **lage temperatuur (LT)** warmtenetten. MT is geschikt voor het verwarmen van redelijk goed geïsoleerde bestaande woningen, terwijl LT geschikt is voor zeer goed geïsoleerde woningen, zoals nieuwbouw.

We hebben ervoor gekozen om warmteopslag bij hoge temperatuur (HT) en zeer lage temperatuur (ZLT) warmtenetten buiten beschouwing te laten. Bij HT netten is het bereik van warmteopslagsystemen namelijk beperkt. Het verschil tussen de temperatuur van het opslagmedium en de aflevertemperatuur bepaalt namelijk hoeveel energie er effectief kan worden opgeslagen. Daarnaast is het, gezien de verdere isolatie van gebouwen, onwaarschijnlijk dat nieuwe warmtenetten vaak zullen worden ontworpen op HT.

Bij ZLT wordt geen directe warmte geleverd, maar worden warmtepompen gevoed. In deze gevallen is het gebruik van Warmte Koude Opslag (WKO) logischer dan opslag in een tank, 'pit', of ATES. De WKO valt echter buiten de scope van dit onderzoek.

### Grootte van warmtenet

Verder is de grootte van het warmtenet ook een belangrijke factor. In de Duurzaamheidsrapportage 2022 van RVO wordt de volgende categorisering aangehouden;

<sup>10</sup> Afbeelding afkomstig van Energy Storage Technology Collaboration Programme. Via: <https://iea-es.org/task-39/>

- kleine warmtenetten met maximaal 500 aansluitingen,
- grote warmtenetten vanaf 150 TJ warmtelevering per jaar,
- middelgrote warmtenetten die tussen klein en groot vallen.

Het grootste deel van de huidige warmtenetaansluitingen is op basis van deze Duurzaamheidsrapportage op grote warmtenetten. Wij zullen hier **diverse formaten** hanteren, omdat het vanuit congestieperspectief ook voorstelbaar is dat er kleinere warmtenetten komen daar waar netcapaciteit duurzaamheidsopties voor individuele huizen beperkt.

### *Warmtemix en energiescenario*

Ook moet er worden gekozen voor een **warmtemix**. Dit zal in veel gevallen gaan om een mix van verschillende warmteproductiemiddelen, zoals e-boilers, gasboilers, WKK's, warmtepompen (lucht, water, bodem), diepe geothermie en biomassaketels.

Anderzijds is ook een **energiescenario** nodig om context te geven over het omringende energiesysteem waarin het warmtenet is ingebed. Dit scenario, met bijhorende weersomstandigheden, bepaalt de hoeveelheid van, en de fluctuaties in, het aanbod van hernieuwbare elektriciteit en de elektriciteitsprijzen. Dit zal vervolgens bepalend zijn voor de optimale inzet van de warmteopslag. Zoals de tijdstippen waarop de buffer wordt opgewarmd en wanneer deze wordt ingezet ten behoeve van verwarming.

# Onderzoeksaanpak

Het centrale idee achter onze aanpak is dat we de kosten en baten van warmtenetten zonder warmteopslag vergelijken met de kosten en baten van warmtenetten met warmteopslag. We identificeren vier mogelijke baten die warmteopslagsystemen kunnen brengen voor warmtenetten:

## *Baat 1: Lagere kosten voor geleverde warmte (LCOH\*)*

Door warmteopslag kunnen de kosten per geleverde eenheid warmte verlaagd worden doordat;

- kosten voor energie kunnen worden verlaagd door op goedkopere momenten stroom in te kopen om daarmee de opslag op te laden,
- minder pieksetels nodig zijn als het opslagsysteem voldoende leveringsvermogen heeft<sup>11</sup>,
- meer inkomsten kunnen worden gegenereerd op de balanceringsmarkten wanneer de hierdoor gegenereerde warmte kan worden opgeslagen en later worden ingezet.

Tegen dit alles staan wel de (vaste) kosten van het warmteopslagsysteem.

De levelised cost of heat (LCOH\*)<sup>12</sup> wordt hier gedefinieerd als de totale jaarlijkse kosten van warmteproductie, gedeeld door de jaarlijks afgeleverde warmte, in € per GJ. De LCOH\* bevat niet de kosten voor het warmtenet zelf, zoals leidingen, grondposities en pompen.

De LCOH\* bevat:

- Geannualiseerde investeringskosten en vaste operationele kosten van alle warmteproductiemiddelen (warmtepomp, gasboiler etc.) en van warmteopslag.
- Nettarieven en de geannualiseerde investeringskosten van de netaansluiting.
- Inkoopkosten voor brandstof, elektriciteit, energiebelasting en emissierechten (ETS2).
- Baten uit elektriciteitsproductie en balanceringsdiensten.

## *Lagere emissies van de geleverde warmte*

- Indien er meer emissieloze stroom gebruikt wordt, is de emissiefactor van de stroom en daarmee de emissies van de uiteindelijke geleverde warmte lager dan wanneer er op momenten met fossiele stroom warmte geproduceerd zou moeten worden. Doordat stroom uit zon en wind vaak goedkoper is dan fossiele stroom vertaalt dit zich ook in een financiële baat.
- Naast verlaging van de indirecte emissies voor stroominkoop, kan met opslag ook aardgasvraag worden verlaagd door inzet van opgeslagen warmte op piekmomenten. Dit vertaalt zich ook indirect naar een financiële baat doordat er wordt bespaard op aardgasinkoop en inkoop van emissierechten bij invoer van ETS2.

---

<sup>11</sup>CE Delft (2023). Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Via: [https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE\\_Delft\\_220325\\_P2H\\_en\\_Warmteopslag\\_Warmtenetten\\_Def.pdf](https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE_Delft_220325_P2H_en_Warmteopslag_Warmtenetten_Def.pdf)

<sup>12</sup> Niet alle kosten van het warmtenet worden meegenomen, omdat ons model zich concentreert op de verschillen tussen warmtenetten met en zonder opslag. De vaste kosten voor het aanleggen van de leidingen zijn daarmee bijvoorbeeld geen onderdeel van de scope. Daardoor zal de werkelijke LCOH ook hoger uitvallen dan de getallen die hier genoemd worden.



De emissiefactor wordt berekend door de totale directe en indirecte emissies van warmteproductie op jaarbasis te delen door de jaarlijks geleverde hoeveelheid warmte, uitgedrukt in kilogram CO<sub>2</sub> per GJ. Directe emissies hebben betrekking op de scope 1 CO<sub>2</sub>-uitstoot, zoals die van een gasketel. Indirecte emissies omvatten de uitstoot die verband houdt met ingekochte elektriciteit. Hierbij wordt gerekend met de gemiddelde emissiefactor van de elektriciteitsvoorziening over het hele jaar, vermenigvuldigd met de jaarlijkse elektriciteitsvraag van het warmtenet. De keuze voor de jaargemiddelde emissiefactor volgt uit de rekenregels van de duurzaamheidsnorm die zijn vastgelegd in de Warmtewet.

### *Meer nuttige inzet van duurzame stroom (minder curtailment)*

Door het opslagsysteem ontstaat er meer stroomvraag op momenten dat er overschotten zijn. Daarom wordt er dus meer stroom nuttig ingezet en minder duurzame stroom gecurtailed. Dit vertaalt zich naar een financiële baat voor het warmtenet doordat de gemiddelde inkoopkosten voor energie dalen.

Voor curtailment kijken we naar hoeveel stroom in MWh er minder gecurtailed wordt en dus hoeveel er meer nuttig gevraagd wordt op momenten dat er anders curtailment zou plaatsvinden. De eenheid hiervan is MWh. Dit betekent dat een hoger getal betekent dat er meer verwaarding is van anders ongebruikte opwek.

### *Minder netcongestie en -verzwaring*

Ten opzichte van niet-flexibele vraag kan de netbelasting met een warmteopslagsysteem lager uitvallen. Daarbij is het ook mogelijk dat er (deels) een non-firm ATO afgesloten wordt, waarmee ook een korting op de nettarieven verkregen wordt. Als deze korting lager ligt dan de kostenbesparing voor de netbeheerder, zullen er ook baten zijn voor overige netgebruikers in de vorm van een minder harde stijging van de nettarieven.

Voor netcongestie en -verzwaring kijken we naar de piekbelasting in MW gedurende de piekuren. We kijken specifiek naar de hoogste netbelasting van het warmtenetsysteem inclusief opslag gedurende de tijdsblokken waarin de netcapaciteit beperkt zou kunnen worden. Immers hoeft het geen probleem te zijn als er een groot vermogen wordt gevraagd, indien de capaciteit dan ook beschikbaar is. In de piekuren zou een verandering in de vraag zich ook doorvertalen naar een verandering in de benodigde capaciteit (meer ruimte indien minder of uitbreiding indien meer).

## Ontwikkeling model

Om de kosten en baten van warmtenetten met en zonder opslagsystemen uit te rekenen, hebben we zelf een model ontwikkeld dat op uurbasis warmtevraag en aanbod berekent. We zullen hieronder een beknopte samenvatting van de werking van dit model geven; [in de appendix is een uitgebreidere technische documentatie te vinden.](#)

Op basis van het aantal woningen (per isolatiegraad en type), gebouwen en vraagprofielen voor elke casus, berekent het model de uurlijkse warmtevraag. Deze uurlijkse warmtevraag, vermeerderd met de warmteverliezen die tijdens transport en distributie plaatsvinden, kan op meerdere manieren ingevuld worden. Dit is afhankelijk van de vermogens aan warmteproductiemiddelen die verondersteld zijn. Het model berekent vervolgens een merit order van opties om deze warmtevraag in te vullen, van goedkoop naar duur. Het model kiest dan voor de goedkoopste optie. Hiervoor maakt het ook gebruik van uurlijkse elektriciteitsprofielen.

Wanneer er ook warmteopslag aanwezig is, is de berekening gecompliceerder. Immers moet voor ieder moment worden bepaald of de opslag oplaadt, ontladend of niets doet. Er zijn momenten met goedkopere warmtepreizen om op te laden en duurdere momenten die vermeden kunnen worden door te ontladen – maar dan moet daar wel het vermogen en het opslagvolume beschikbaar voor zijn. Deze afwegingen worden meegenomen in een opslag-inzet algoritme dat probeert, gegeven de omstandigheden, de kostenoptimale inzet van warmteproductiemiddelen te benaderen.

Het laad- en ontladialgoritme van warmteopslag is hierbij ontworpen om;

- 1) enerzijds vraagpieken op te vangen en daarmee de hoeveelheid benodigde gasboilers te beperken,
- 2) maar anderzijds de elektriciteits- en brandstofkosten te verlagen door op te laden gedurende momenten met goedkope warmtepreizen en te ontladen bij hogere warmtepreizen.

## Varianten

Het model biedt de mogelijkheid om allerlei verschillende configuraties aan warmtenetten door te rekenen. Voor de analyse hebben we echter ervoor gekozen om 3 configuraties door te rekenen die in samenspraak met de klankbordgroep vastgesteld zijn. Deze cases zijn in onderstaande tabel samengevat en worden daaronder kort toegelicht.

Tabel 2: Overzicht configuraties van warmtenetten die in deze studie meegenomen zijn.

Varianten	Casus 1 <small>bodemafhankelijk</small>	Casus 2 <small>overal mogelijk</small>	Casus 3 <small>WKO-afhankelijk</small>
<b>Warmte opwek</b>	Geothermie, kleine warmtepomp (water/water) en gasketel	Warmtepomp (lucht/water), WKK en gasketel	Warmtepomp (water/water) en gasketel
<b>Warmteopslag</b>	ATES en PTES/TTES	PTES/TTES	PTES/TTES
<b>Warmtedistributie</b>	Midden temperatuur, 20% warmteverlies	Midden temperatuur, 20% warmteverlies	Lage temperatuur, 10% warmteverlies
<b>Warmteverbruik</b>	Groot warmtenet, 461 TJ, vraagprofiel slechtere isolatie*	Middelgroot net, 138 TJ, vraagprofiel Nederlands gemiddelde*	Klein net, 9 TJ, vraagprofiel beter dan gemiddelde isolatie*
<b>Scenariocontext</b>	2035 IP2024 National Drivers scenario		

### Beschrijving casus 1

De eerste casus betreft een groot midden temperatuur warmtenet, met opwektechnologieën die bodemafhankelijk zijn. Aan de vraagzijde zijn er 9099 woningaansluitingen met onder gemiddelde isolatie alsook 960 uitleitsaansluitingen. Aan de aanbodzijde is de primaire opwek een geothermiebron, aangevuld door een gasketel. Als opslagtechnologie kan een ATES systeem geactiveerd worden voor seizoensopslag, alsook een PTES/TTES systeem voor korte termijn opslag.

Zowel voor de geothermiebron als de ATES opslag geldt een bodemafhankelijkheid. Daarbij geldt ook dat een bodem die geschikt is voor geothermie niet per se geschikt is voor ATES en andersom.

### *Beschrijving casus 2*

De tweede casus kan in principe overal gerealiseerd worden (heeft geen bodemafhankelijkheid). Het gaat hier om een middelgroot midden temperatuur warmtenet. Aan de vraagzijde zijn er 3500 aansluitingen van gemiddeld geïsoleerde woningen en 140 utiliteitsaansluitingen. Aan de aanbodzijde is er voor de primaire opwek een lucht/water warmtepomp die bijgestaan wordt door een WKK. De WKK levert ook balanceringsdiensten (aFRR-up en aFRR-down). Als opslagsysteem kan voor een PTES/TTES systeem gekozen worden.

### *Beschrijving casus 3*

De derde casus betreft een klein, lage temperatuur warmtenet. Aan de vraagzijde zien we 350 woningen met bovengemiddelde isolatie. Aan de aanbodzijde staat een warmtepomp (water/water, met WKO) aangevuld door een gasketel. Deze casus kent enige bodemafhankelijkheid vanwege de WKO, maar er zou in principe ook met een lucht/water warmtepomp gewerkt kunnen worden om deze casus breder toepasbaar te maken. Qua opslagsysteem kan gekozen worden voor een PTES/TTES systeem.

## Het overkoepelende scenario

De drie casussen worden geëvalueerd in de context van een scenario dat het overkoepelende energiesysteem beschrijft. We hebben er in samenspraak voor gekozen om daarvoor het 2035 National Drivers scenario van de IP2024 scenario's te hanteren. De IP2024 scenario's zijn door de netbeheerders ontwikkeld, om de mogelijke ontwikkelingen van het Nederlandse integrale energiesysteem te beschrijven. Deze scenario's zijn uitgewerkt in het Energie Transitie Model<sup>13</sup> en openbaar en dienen als basis voor veel studies.

We hebben er hier voor gekozen om met het steekjaar 2035 te werken. Dit kan namelijk gezien worden als het eerste steekjaar waarin een nieuw warmtenet met opslagsysteem gerealiseerd kan worden, 2030 is daarvoor te vroeg qua doorlooptijd. Het Nationale Drijfveer (ND) scenario gaat uit van een meer nationaal gedreven beleid, in tegenstelling tot bijvoorbeeld het regionaal of Europese scenario. Dit komt goed overeen met het huidige beleid.

Het 2035 ND scenario<sup>14</sup> is een integraal scenario wat de energievraag per sector alsook het aanbod en de flexibiliteit daartussen beschrijft. Een overzicht van de belangrijkste scenario parameters zijn getoond in Figuur 4. Daarbij zijn de vraag en aanbod van elektriciteit, warmte en waterstof op uurbasis doorgerekend. Aan de basis hiervan ligt een weerprofiel voor het jaar 2012, wat niet alleen temperatuur beschrijft maar ook onder meer zonuren en windsnelheden. Dit is daarmee ook bepalend voor de uurlijkse warmtevraag (op basis van woningtype en isolatieniveau) en de uurlijkse hernieuwbare opwek uit zon en wind. Het jaar 2012 is historisch gezien een gemiddeld weerjaar, maar wel met een koude winter.

Wij gebruiken uit dit scenario het weerprofiel, warmtevraagprofiel (per woningtype/isolatie combinatie) en elektriciteitsopwek profiel (voor zowel kosten als emissies). Verder gebruiken we

---

<sup>13</sup> Bereikbaar via: <https://energytransitionmodel.com/>

<sup>14</sup> Bereikbaar via: [https://energytransitionmodel.com/saved\\_scenarios/14390](https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14390)

een vaste Weighted Average Cost of Capital (WACC) van 4% voor alle investeringen, gebaseerd op basis van het redelijk rendement voor warmteleveranciers berekend door de ACM (4-5%)<sup>15</sup>.

			2019	2035
			Referentie	ND
Vraag	Elektriciteitsvraag	TWh	119	314
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	56,0	57,2
	w.v. Transport	TWh	2,4	42,5
	w.v. Industrie	TWh	41,3	78,9
	w.v. Landbouw, ICT, energie	TWh	19,0	34,5
	w.v. Flex: p2x en opslag	TWh	0,0	101,1
	Methaanvraag	TWh	374	126,4
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	109	40,8
	w.v. Transport	TWh	1	0,0
	w.v. Industrie	TWh	104	46,9
	w.v. Landbouw	TWh	10,5	0,0
	w.v. Flex: centrales en pieksetels	TWh	150,5	38,6
	Waterstofvraag	TWh	0,0	65,8
	w.v. Gebouwde omgeving	TWh	0,0	0,0
	w.v. Transport	TWh	0,0	4,3
w.v. Industrie	TWh	0,0	47,4	
w.v. Landbouw	TWh	0,0	0,0	
w.v. Flex: centrales en pieksetels	TWh	0,0	14,0	
Productie	Windenergie	GW	4	44,2
	w.v. op land	GW	3,5	12,7
	w.v. op zee (elektrisch)	GW	1,0	29,5
	w.v. op zee (waterstof)	GW	0,0	2,0
	Zon PV*	GW	6,2	98,2
	w.v. op land en water	GW	0,7	33,9
	w.v. gebouwen en woningen	GW	5,5	64,3
	Overig hernieuwbaar	GW	1,0	1,2
	Groen gas	TWh	1,7	14,5
	Aardgaswinning	TWh	278	16,7
	Waterstof groen	TWh	0,0	51,3
Waterstof blauw	TWh	0,0	39,8	
Centrales	Nucleair	GW	0,5	0,5
	Kolen (incl. meestook)	GW	4,0	0,0
	Gas (aard-/groen)	GW	20,1	9,6
	Waterstof	GW	0,0	6,0
Flexibiliteit	Power-to-gas	GW	0,0	13,6
	Power-to-heat	GW	0,0	8,5
	Batterijen incl. EV	GW	0,0	31,5
	Vraagsturing (industrie)	GW	0,0	2,5
	Interconnectie (E)	GW	5,9	13,8
Totalen	Totaal hernieuwbaar vermogen	GW	15,2	158
	Totaal conventioneel vermogen	GW	24,6	16,1
	Totaal flex vermogen	GW	5,9	69,9
Emissies	Indicatie restemissies	Mt CO <sub>2</sub> eq	183	60
	Indicatie reductie t.o.v. 1990	%	20%	74%

Figuur 4: Parameters van het IP2024 2035 National Drivers scenario<sup>16</sup>

<sup>15</sup> ACM (2023). Besluit WACC warmteleveranciers. Via: <https://www.acm.nl/system/files/documents/besluit-wacc-warmteleveranciers.pdf>

<sup>16</sup> Netbeheer Nederland (2023). Scenario's investeringsplannen 2024. Via: <https://www.netbeheernederland.nl/publicatie/ip2024-scenario-rapportage>

## Disclaimers

De analyses en resultaten die in dit rapport zijn beschreven zijn gebaseerd op een rekenmodel dat voor dit onderzoek door Kalavasta is ontwikkeld. Bij de ontwikkeling van dit model is gebruik gemaakt van literatuurdata, data opgehaald via interviews met experts en aannames. Dit is gedocumenteerd in de technische documentatie (zie Appendix). Daarnaast zijn keuzes gemaakt met betrekking tot scope en modelarchitectuur. Bij het interpreteren van de resultaten en conclusies is het belangrijk deze keuzes in ogenschouw te nemen. Hieronder zijn de belangrijkste beschreven.

- **Niet alle kosten van het warmtenet zijn meegenomen**, omdat het model zich richt op verschillen tussen warmtenetten met en zonder opslag. De vaste kosten voor het aanleggen van de leidingen, kosten voor grondposities en pompen vallen daarbij buiten de scope. De totale warmtekosten (LCOH) liggen daardoor hoger dan de kosten die in dit onderzoek zijn berekend (LCOH\*)
- **Het inzetalgoritme van warmteopslag is slechts een benadering van een kostenoptimale inzet**. Ontwikkeling van een optimaal algoritme is complex en tijdrovend en daardoor niet mogelijk binnen de doorlooptijd van dit onderzoek.
- **Het model bevat geen negatieve elektriciteitsprijzen**, doordat de gebruikte prijscurve afkomstig is uit het Energie Transitie Model waar geen negatieve elektriciteitsprijzen worden berekend. Hierdoor wordt in dit onderzoek de waarde van warmteopslag mogelijk onderschat.
- **De analyse maakt gebruik van het weerjaar 2012**. De waarde van warmteopslag zal anders zijn in andere weerjaren door verschillen in temperaturen, zoninstraling en windsnelheden. Daarbij is het wel goed om te vermelden dat 2012 historisch gezien vrij gemiddelde weersomstandigheden had met een redelijk koude winter.
- **Het rekenmodel is geen optimalisatiemodel**. De configuraties van warmtevraag, warmteproductiemiddelen en warmteopslag zijn gekozen om realistische casussen te weerspiegelen. Aanpassingen in de configuraties, zoals dimensionering van de warmtepomp, zal de impact van warmteopslag binnen een bepaalde casus veranderen. De impact van andere warmtepompdimensionering is doorgerekend in de sensitiviteitsanalyse. Het openbare rekenmodel biedt de mogelijkheid zelf verdere verkenningen uit te voeren.
- **Aardgas is gekozen als brandstof voor de piekkel en WKK**. Het rekenmodel ondersteunt echter ook de inzet groen gas, waterstof of biomassa. Brandstofwissel zal impact hebben op zowel kosten als emissies. Bij een duurdere emissieloze brandstof zullen de emissies van het warmtenet dalen maar zullen de totale kosten stijgen. Door een hogere brandstofprijs zal de kostenbesparing door warmteopslag hoger worden, maar zal de emissiereductie uiteraard verdwijnen. Het effect van variërende brandstofprijzen is ook doorgerekend in de sensitiviteitsanalyse.

# Resultaten

We presenteren in dit hoofdstuk de uitkomsten van onze analyse. Daarbij zullen we de uitkomsten van de drie casussen bespreken. Na de resultaten volgt een hoofdstuk met een sensitiviteitsanalyse.

We concentreren ons hier op de 4 eerder genoemde mogelijke baten van warmteopslagsystemen:

1. Lagere kosten voor geleverde warmte (LCOH\*)
2. Lagere emissies van de geleverde warmte
3. Meer nuttige inzet van duurzame stroom (minder curtailment)
4. Minder netcongestie en -verzwaring

## Casus 1

De eerste casus betreft een groot MT warmtenet, gevoed door een geothermiebron aangevuld door een gasboiler. Ook is er een kleine warmtepomp met een vermogen van 1 MW<sub>th</sub> aanwezig die helpt de temperatuur van de warmte uit de ATES op te hogen wanneer deze te ver daalt. De warmtepomp maakt gebruik van geothermie retourwater. Hierdoor zal de opgeslagen warmte in de ATES beter kunnen

benut, aangezien warmte met een té lage temperatuur niet kan worden gebruikt zonder dat dit eerst wordt opgewaardeerd. Zonder opslag levert de warmtepomp ook warmte, maar dan zonder synergie met de ATES. We laten nu voor de vier verschillende baten de resultaten zien.

Warmte opwek:	Geothermie, kleine water-water warmtepomp en gasketel
Warmteopslag:	ATES + PTES/TTES
Warmtedistributie:	MT, 20% warmteverlies
Warmteverbruik:	Groot warmtenet, 461 TJ, slechtere isolatie
Scenariocontext:	2035 IP2024 National Drivers scenario

### Kosten voor geleverde warmte (LCOH\*)

De kosten voor geleverde warmte dalen van 19.5 €/GJ (excl. kosten voor warmtenet) naar 16.3 €/GJ wanneer wordt gekozen voor ATES en een PTES systeem van 3000 m<sup>3</sup> of een TTES systeem van 3000 m<sup>3</sup> of 5000 m<sup>3</sup>. Deze kostendaling komt hoofdzakelijk door verlaging van de aardgasvraag doordat overschotten geothermie door warmteopslag toch kunnen worden ingezet. Ook vindt er een beperkte kostenbesparing plaats door verlaging van de benodigde gasboiler capaciteit.

Circa tweederde van de kostendaling komt door ATES. Een ATES opslagsysteem is een vorm van seizoensopslag, die warmte die geproduceerd wordt in de zomer (wanneer de vraag laag is) opslaat zodat deze gebruikt kan worden in de winter wanneer de vraag hoog is. Er worden hiermee significante volumes aan warmte uit geothermie opgeslagen en ingezet ter besparing van aardgas. Dit systeem zorgt echter slechts voor een beperkte besparing op de gasboiler capaciteit, omdat het een langdurige maar gedeeltelijke invulling van de vraag in de winter geeft en qua vermogen beperkt is. Het kan dus niet goed scherpe pieken, wanneer het koud is in de winter en de warmtevraag op zijn hoogst, reduceren.

Vandaar dat ook verschillende varianten van PTES/TTES systemen zijn toegevoegd ter doorrekening. Het 3000 m<sup>3</sup> TTES resulteert in de laagste kosten door een relatief kleine hoeveelheid aardgas te besparen maar vooral veel gasboiler capaciteit te reduceren.

## Emissies

Met referentie instellingen komt dit warmtenet met 15.7 kg CO<sub>2</sub>/ geleverde GJ warmte net uit boven de duurzaamheidsnorm in 2035 (15.6 kg CO<sub>2</sub>/GJ<sup>17</sup>). Wanneer er echter een ATES opslagsysteem aan dit warmtenet toegevoegd wordt, daalt de emissiefactor naar 11.1 kg CO<sub>2</sub>/GJ door reductie van de aardgasvraag. De TTES of PTES opslag reduceert de emissiefactor verder tot minimaal 10.1 kg CO<sub>2</sub>/GJ. Doordat het opslagvolume van de ATES vele malen groter is dan dat van de TTES/PTES, kan de ATES ook meer overschotten geothermie opslaan en daardoor de aardgasvraag verder verminderen.

## Curtailment

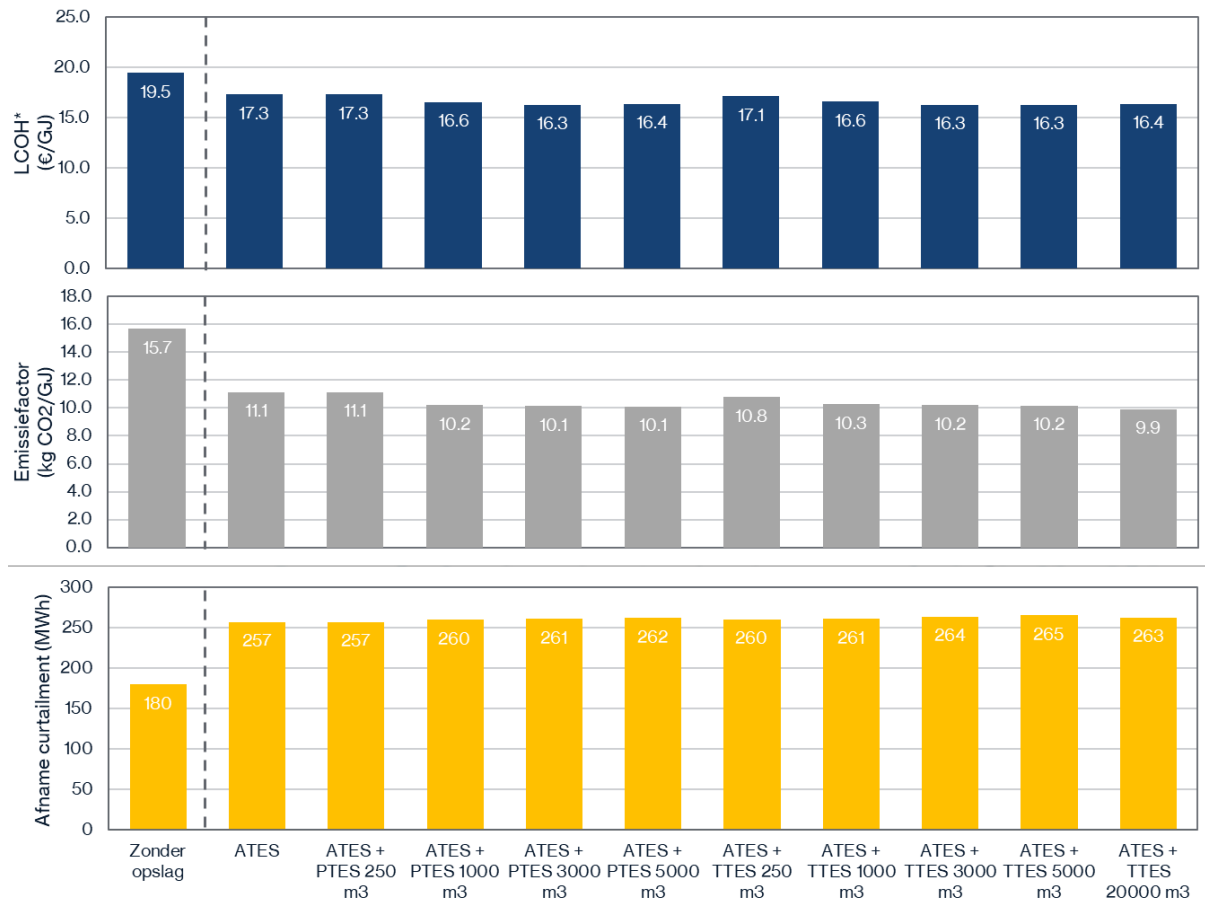
De hoeveelheid anders gecurtailde energie stijgt met 80-90 MWh (afhankelijk van type PTES/TTES) t.o.v. de situatie zonder warmteopslag. Deze stijging komt hoofdzakelijk door de verhoging van de elektriciteitsvraag van de geothermie en ATES pompsystemen. Wanneer extra elektriciteit wordt gevraagd gedurende momenten met overschotten zon en wind, resulteert dit in minder gecurtailde hernieuwbare opwek.

## Netbelasting

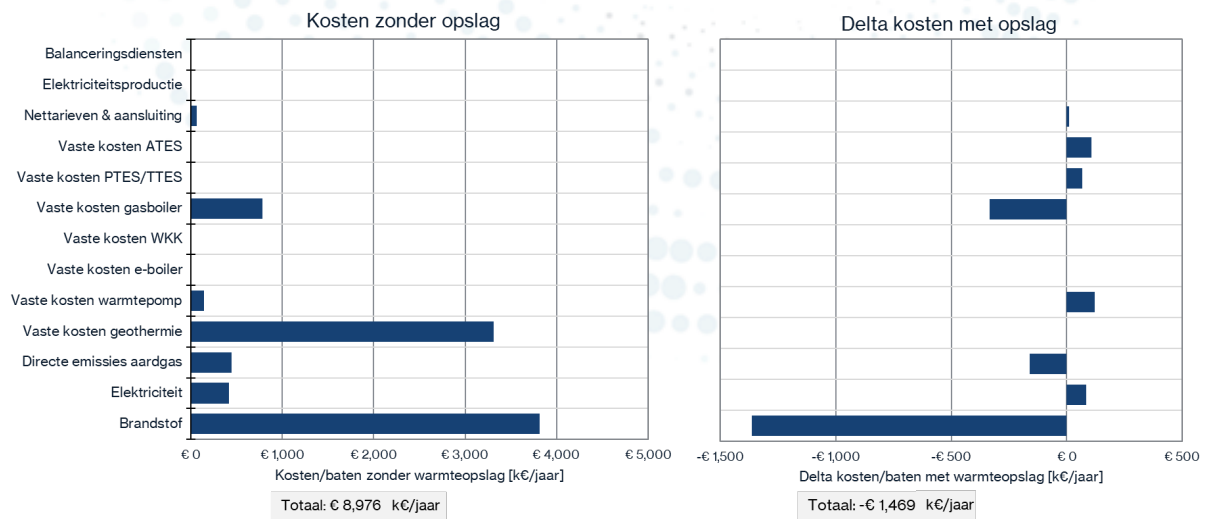
De netbelasting tijdens piekuren bedraagt 1 MW<sub>e</sub>, grotendeels afkomstig van de geothermie en ATES pompsystemen en deels afkomstig van de warmtepomp. Verandering in netbelasting wordt in dit rapport uitsluitend berekend voor warmtepompen en e-boilers wanneer wordt gekozen voor een non-firm ATO. Aangezien de warmtepomp in deze slechts zeer klein is (1 MW<sub>th</sub> t.o.v. een warmte-piekvraag hoger dan 70 MW<sub>th</sub>), wordt voor deze casus geen variant doorgerekend met non-firm ATO.

---

<sup>17</sup> Voorstel besluit collectieve warmte (22 april 2024)

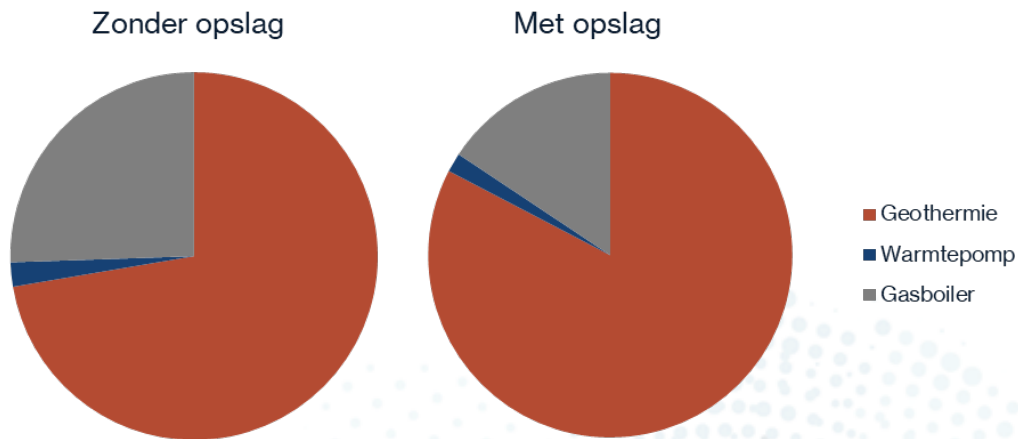


Figuur 5: LCOH\*, emissiefactor en afname curtailment van het warmtenet uit casus 1 voor verschillende warmteopslag varianten. LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet.

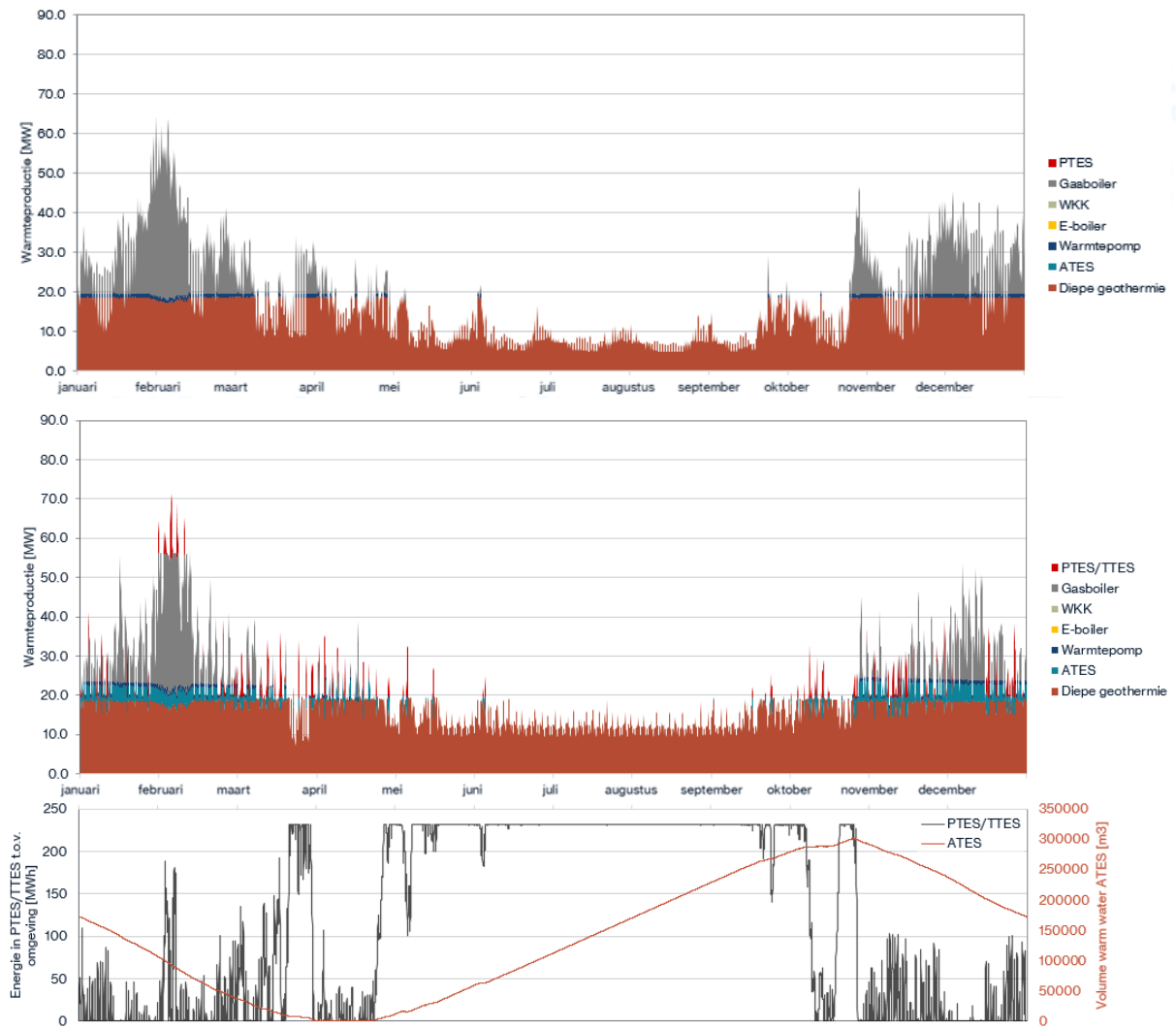


Figuur 6. Uitsplitsing van kosten en baten zonder warmteopslag (links) en de kosten en baten delta met warmteopslag (rechts) (ATES + TTES 3000 m<sup>3</sup>) voor casus 1.





Figuur 7: Warmteproductiemix zonder (links) en met (rechts) warmteopslag (ATES + TTES 3000 m<sup>3</sup>) voor casus 1.



Figuur 8: Uurlijkse inzet warmteproductiemiddelen zonder (boven) en met (onder) warmteopslag (ATES + TTES 3000 m<sup>3</sup>) voor casus 1.

Tabel 3. Gedetailleerd overzicht van emissie, kosten en energetische data zonder (links) en met (rechts) warmteopslag (ATES + TTES 3000 m<sup>3</sup>) voor casus 1.

Energie en kosten	Zonder opslag			ATES + TTES 3000 m <sup>3</sup>		
	MWh/jaar	€/GJ	€/jaar	MWh/jaar	€/GJ	€/jaar
LCOH	-	€ 19.5	-	-	€ 16.3	-
Aardgas	43958	-	€ 3,813,488	28246	-	€ 2,450,483
Waterstof	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Groen gas	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Biomassa	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Elektriciteit	5703	-	€ 415,722	6996	-	€ 499,104
<b>Emissies</b>	<b>t CO2/jaar</b>	<b>kg CO2/GJ</b>	<b>€/jaar</b>	<b>t CO2/jaar</b>	<b>kg CO2/GJ</b>	<b>€/jaar</b>
Directe emissies aardgas	8925	-	€ 446,259	5735	-	€ 286,758
Indirecte emissies elektriciteit	112	-	-	137	-	-
Emissie intensiteit warmtevraag	-	15.7	-	-	10.2	-
<b>Kapitale kosten en onderhoudskosten</b>	<b>MW</b>	<b>Vollasturen</b>	<b>€/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>Vollasturen</b>	<b>€/jaar</b>
Geothermie [MW <sub>th</sub> ]	18.0	6128	€ 3,313,602	18.0	6902	€ 3,313,602
Warmtepomp lucht/water [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
Warmtepomp water/water [MW <sub>th</sub> ]	1.0	3410	€ 140,580	1.0	2832	€ 140,580
Warmtepomp bij ATES [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.9	41	€ 120,025
E-boiler [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
WKK [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
Gasboiler [MW <sub>th</sub> ]	61.8	662	€ 783,860	35.5	739	€ 451,021
PTES/TTES	-	-	€ 0	-	-	€ 67,687
ATES	-	-	€ 0	-	-	€ 106,450
Netaansluiting [MW <sub>e</sub> ]	1.01	-	€ 4,784	1.16	-	€ 4,784
<b>Overig kosten en baten</b>	<b>MWh/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>€/jaar</b>	<b>MWh/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>€/jaar</b>
Nettarieven	-	-	€ 62,963	-	-	€ 72,116
Elektriciteitsproductie	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Balanceringsdiensten (o.b.v. 2021 data)	-	-	€ 0	-	-	€ 0
Reductie curtailment	180	-	-	264	-	-
Max netbelasting tijdens piekuren	-	1.0	-	-	1.1	-
			€/jaar			€/jaar
Totale kosten			€ 8,976,475			€ 7,507,826

## Casus 2

De tweede casus betreft een middelgroot MT warmtenet, dat primair gevoed wordt door een basislast warmtepomp, aangevuld met een WKK en gasketels. Aan dit warmtenet voegen we PTES en TTES opslagsystemen van toenemende volumes toe. Figuur 9 toont de kosten voor geleverde warmte (LCOH\*), emissiefactor van geleverde warmte en de afname van curtailment voor het warmtenet in casus 2 zonder en met verschillende warmteopslag. We laten nu voor de vier verschillende baten de resultaten zien.

Warmte opwek:	Warmtepomp (lucht/water), WKK en gasketel
Warmteopslag:	PTES/TTES
Warmtedistributie:	Midden temperatuur, 20% warmteverlies
Warmteverbruik:	Middelgroot net, 138 TJ, vraagprofiel Nederlands gemiddelde*
Scenariocontext:	2035 IP2024 National Drivers scenario

### Kosten voor geleverde warmte (LCOH\*)

Zonder warmteopslag levert het warmtenet van casus 2 warmte voor 28.1 €/GJ (excl. kosten voor het warmtenet). We zien dat alle PTES of TTES varianten resulteren in een kostenverlaging. Een PTES systeem van 3000 of 5000 m<sup>3</sup> en een TTES systeem van 5000 m<sup>3</sup> resulteert in de laagste jaarlijkse kosten van 26.7 €/GJ. Deze kostendaling komt door een combinatie van besparingen op brandstofkosten en een verlaging van de benodigde gasboiler capaciteit.

Brandstofkosten worden verlaagd doordat de warmteopslag kan worden opgeladen met goedkope warmte uit de warmtepomp op momenten met lage elektriciteitsprijzen. Daarnaast kan overtollige warmte van de WKK worden opgeslagen wanneer de WKK elektriciteit en warmte produceert op basis van prikkels uit de elektriciteits- en/of balanceringsmarkten, zonder dat er op dat moment voldoende warmtevraag is.

Gasboiler capaciteit kan met behulp van de warmteopslag worden verlaagd doordat de opslag kan worden opgeladen voordat een vraagpiek optreedt, zodat tijdens de piekperiode minder gasboilers nodig zijn om aan de vraag te voldoen.

Tenslotte wordt er ook kosten bespaard op de inkoop voor elektriciteit. Door gebruik te maken van warmteopslag kan op momenten met lage prijzen worden opgeladen om vervolgens te ontladen bij hogere elektriciteitsprijzen.

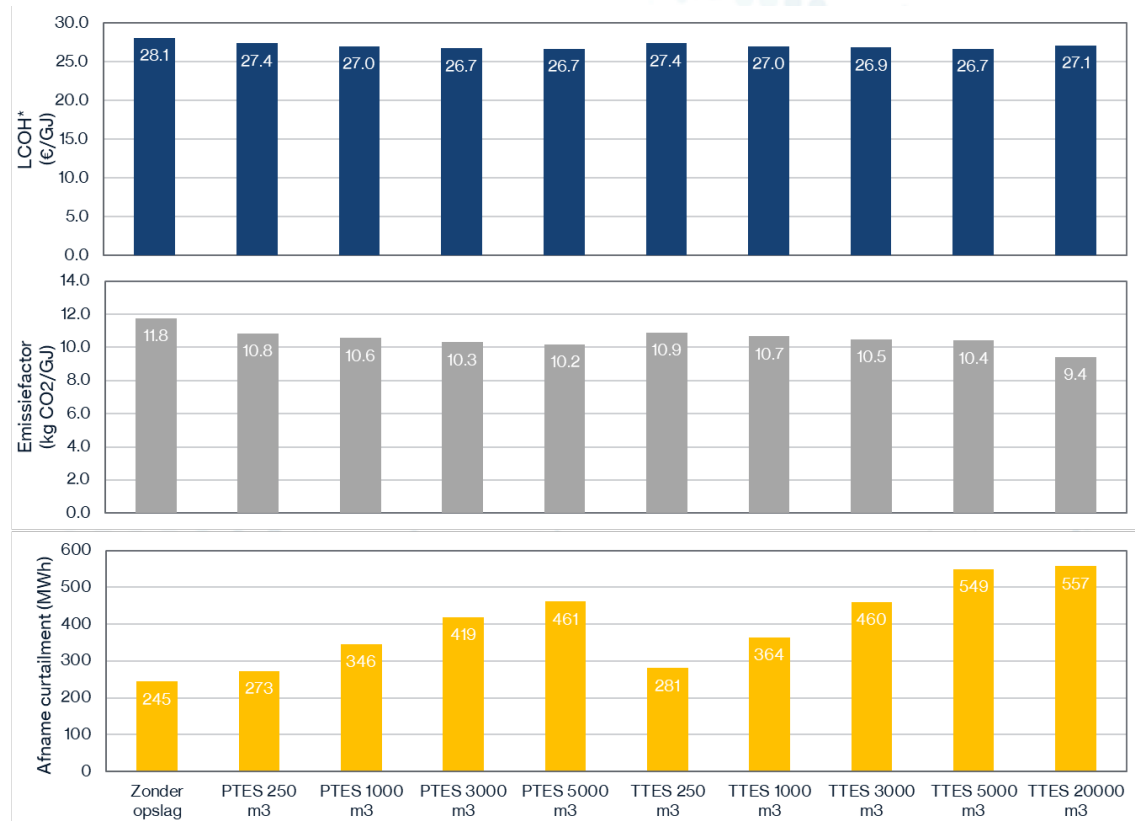
### Emissies

Met referentie instellingen levert dit warmtenet warmte met een emissiefactor van 11.8 kg CO<sub>2</sub>/GJ (binnen duurzaamheidsnorm 2035). De emissiefactor daalt 1 tot bijna 2.5 kg CO<sub>2</sub>/GJ afhankelijk van het type warmteopslag. We zien dat bij grotere opslagvolumes de emissiefactor het sterkst daalt. De belangrijkste verklaring hiervoor is dat bij grotere opslagvolumes meer emissiearme warmte van de warmtepomp kan worden opgeslagen.

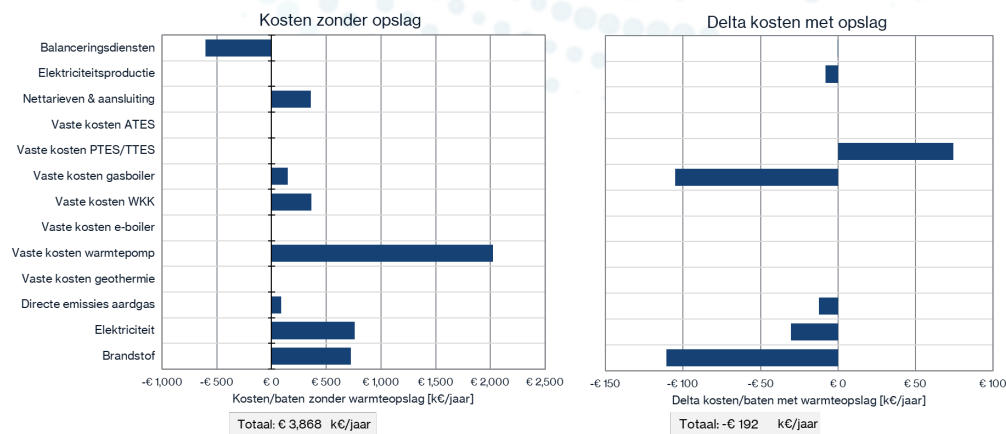
Een TTES systeem van 20,000 m<sup>3</sup> resulteert in de laagste emissies. De kosten hiervan zijn echter hoger dan dat van kleinere systemen. Bij de keuze voor een opslagsysteem moet dus een afweging worden gemaakt tussen emissies en kosten, ook al zijn deze lagere emissies reeds verrekend in de totaalkosten middels de CO<sub>2</sub>-prijs. De standaard aanname die wordt gehanteerd in dit rapport is 50 €/ton CO<sub>2</sub>.

## Curtailment

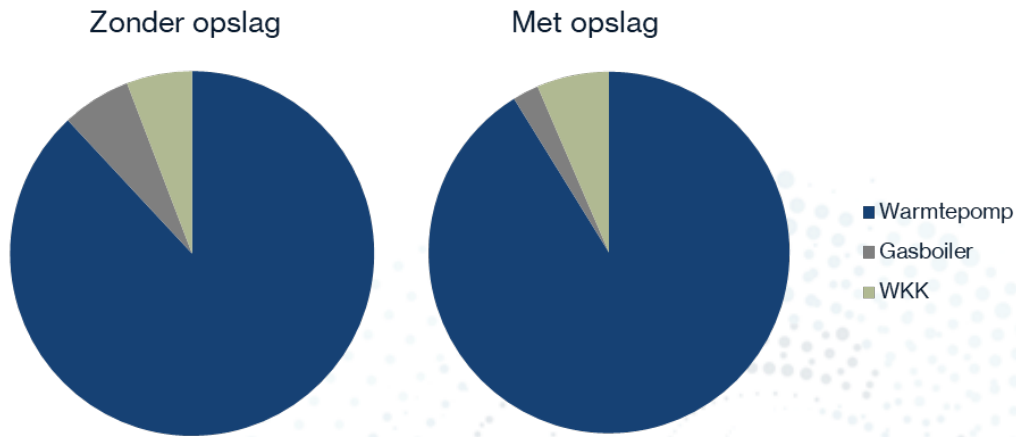
Zonder warmteopslag wordt er 245 MWh anders gecurtailde stroom verbruikt (2.3% van de totale elektriciteitsvraag). Het toevoegen van warmteopslag laat dit volume sterk stijgen, waarbij grotere opslagvolumes leiden tot de hoogste reductie in curtailment. Bij grotere opslagsystemen kan immers meer goedkope warmte van de warmtepomp worden geproduceerd, opgeslagen en vervolgens verbruikt. Bij een TTES systeem van 5000 m<sup>3</sup> is de reductie in curtailment 549 MWh (4.8% van de totale elektriciteitsvraag).



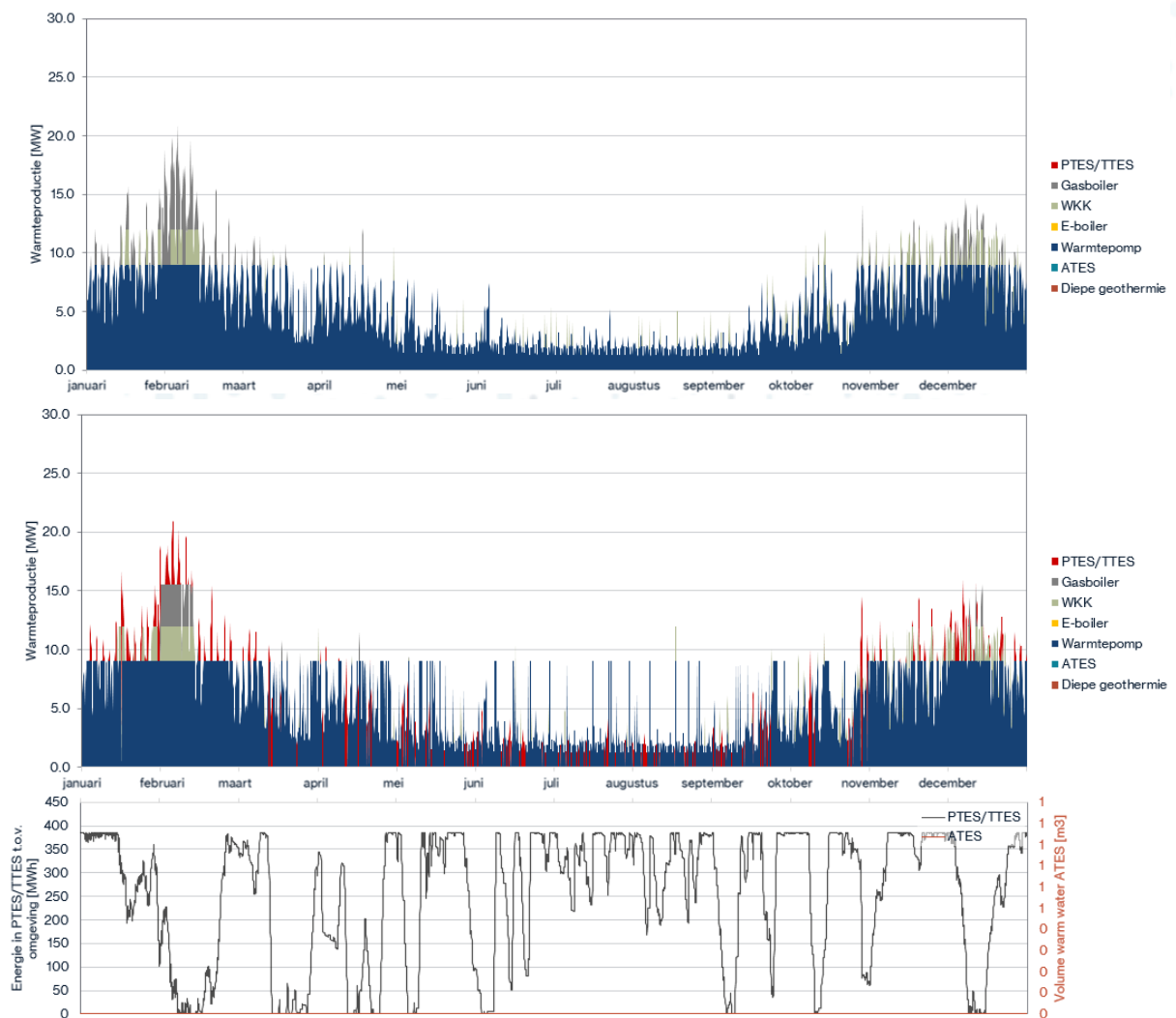
Figuur 9: LCOH\*, emissiefactor en afname curtailment van het warmtenet uit casus 2 voor verschillende warmteopslag varianten. LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet.



Figuur 10. Uitsplitsing van kosten en baten zonder warmteopslag (links) en de kosten en baten delta met warmteopslag (rechts) (ATES + TTES 5000 m<sup>3</sup>) voor casus 2.



Figuur 11: Warmteproductiemix zonder (links) en met (rechts) warmteopslag (ATES + TTES 5000 m<sup>3</sup>) voor casus 2.



Figuur 12: Uurlijkse inzet warmteproductiemiddelen zonder (boven) en met (onder) warmteopslag (TTES 5000 m<sup>3</sup>) voor casus 2.

## Netbelasting

De netbelasting tijdens piekuren bedraagt zonder opslag 3.2 MW en met opslag 2.7 MW. Deze piekbelasting wordt veroorzaakt door de elektriciteitsvraag van de warmtepomp (minus de elektriciteitsopwek van de WKK). De daling van 0.5 MW wordt veroorzaakt doordat de WKK meer draaiuren maakt door toevoeging van de warmteopslag. Het is toevallig dat de WKK elektriciteit is gaan produceren gedurende de piekvraag van de warmtepomp. Vandaar dat de daling enigszins arbitrair is en er geen harde conclusies aan kunnen worden verbonden.

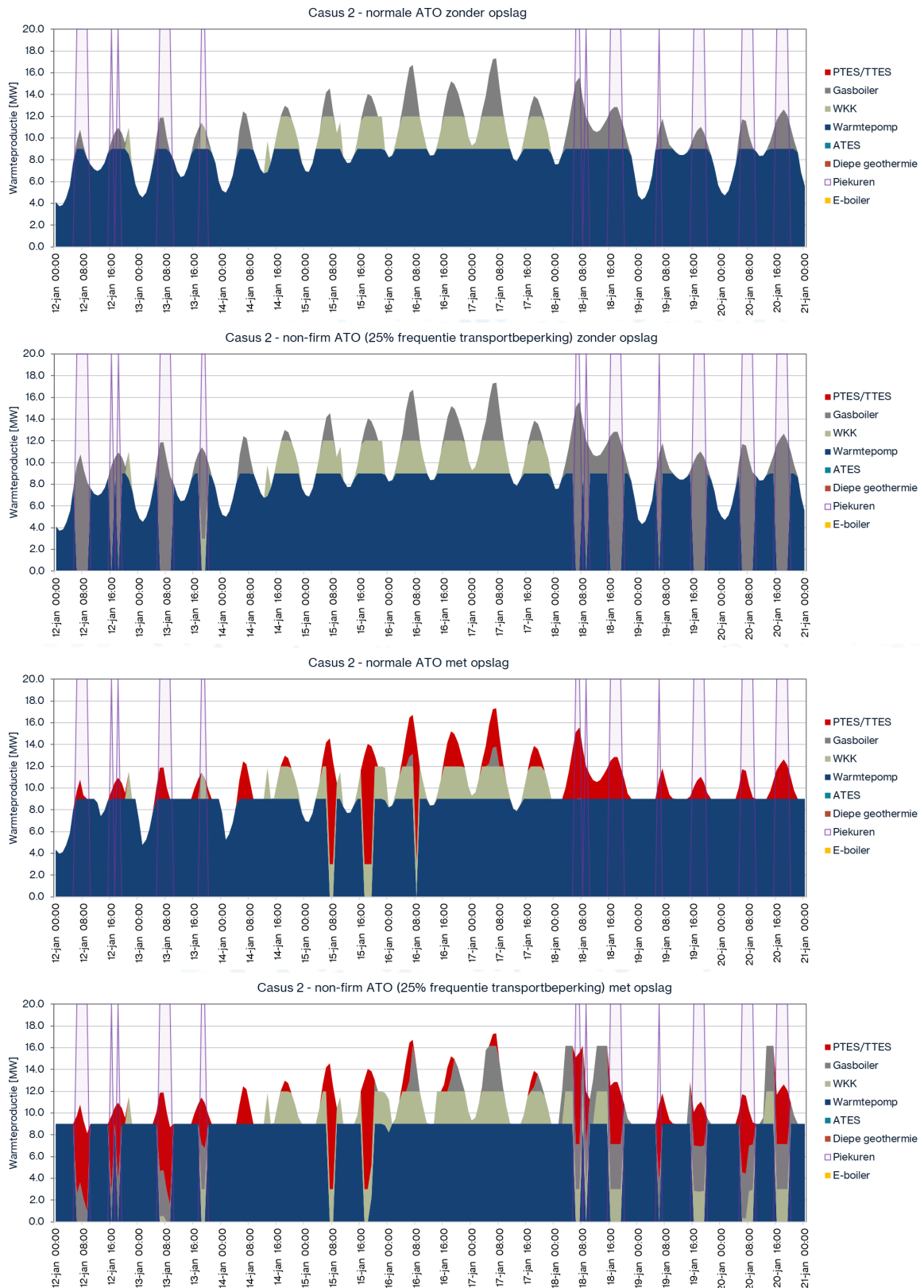
De piekbelasting kan wel structureel worden verlaagd door te kiezen voor een zogenaamde non-firm ATO. Bij een non-firm ATO wordt het recht op transport beperkt. Op de regionale netten gebeurt dit tijdsblokgebonden. Dit betekent dat er specifieke tijdsblokken zijn waarin de transportcapaciteit beperkt kan worden als dat nodig is om congestie te voorkomen. In ruil hiervoor krijgt de aangeslotene een korting naar rato van het aantal uren waarvoor deze beperking geldt<sup>18</sup>. Het is ook mogelijk dat er binnen deze tijdsblokken wel genoeg restcapaciteit is en de beperking niet geactiveerd wordt.

Welke tijdsblokken er zijn en in welke mate de beperking geactiveerd wordt (voor welke % van het vermogen en voor welk % van het tijdsblok) is niet op voorhand bekend, en zal ook locatieafhankelijk zijn. Wij nemen hier tijdsblokken aan van 6 tot 10 uur 's ochtends en 16 uur 's middags tot 19 uur 's avonds. Dit zijn uren waarin doorgaans de elektriciteitsvraag piekt en waarbij men capaciteitsbeperkingen zou verwachten. We nemen verder aan dat, wanneer een transportbeperking wordt afgeroepen, 100% van het vermogen van de installatie (warmtepomp of e-boiler) wordt beperkt.

Gedurende uren waarbij transport wordt beperkt kan de warmtepomp of e-boiler geen warmte leveren. Warmtevraag zal dan moeten worden ingevuld met alternatieve middelen zoals de WKK, gasboiler en/of warmteopslag indien aanwezig. Dit kan leiden tot hogere inzet van de WKK en gasboiler en een grotere gasboiler capaciteit, hetgeen kosten en emissies verhoogd. Figuur 13 illustreert dit door de uurlijkse inzet van warmteproductiemiddelen te tonen met normale ATO versus non-firm ATO voor het warmtenet uit casus 2 met en zonder warmteopslag.

---

<sup>18</sup> In formulevorm:  $\text{kWgecontracteerd, tijdsblokgebonden} = t/24 * \text{kWgecontracteerd, vast}$  waarbij t het (gemiddeld) aantal gecontracteerde uren per dag is. <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-23594.html>



Figuur 13: Uurlijkse inzet warmteproductiemiddelen en opslag voor casus 2 in januari zonder opslag, met opslag, met normale ATO en met non-firm ATO. Uren met piekbelasting op het net zijn paars gearceerd

Figuur 14 laat zien hoe de LCOH\* en emissiefactor veranderen wanneer er wordt gekozen voor een non-firm ATO zonder opslag en met een TTES van 5000 m<sup>3</sup>. De non-firm ATO is in alle gevallen duurder dan de reguliere transportovereenkomst. Dit komt doordat de extra kosten die gepaard gaan met het beperken van de inzet van de warmtepomp (extra aardgasvraag en extra gasboiler capaciteit) hoger zijn dan de korting op de nettarieven.

Zowel de LCOH\* als de emissiefactor loopt echter aanzienlijk sneller op bij toenemende non-firm ATO afroepfrequenties voor een warmtenet zonder opslag dan met opslag. Dit komt doordat warmteopslag gedurende uren met transportbeperking het deels kan overnemen van de warmtepomp, waardoor minder extra brandstof en gasboilervermogen nodig is.

Het kostenvoordeel van warmteopslag versus geen warmteopslag stijgt wanneer wordt (of moet worden) gekozen voor een non-firm ATO. Daarnaast overstijgt zonder opslag de emissiefactor ruim de voorziene duurzaamheidsnorm in 2035 van 15.6 kg CO<sub>2</sub> per GJ wanneer wordt gekozen voor een non-firm ATO. Met opslag blijft de emissiefactor onder de duurzaamheidsnorm bij een afroepfrequentie van 25% en vindt er een lichte overschrijding plaats bij 50%. Bij hogere frequenties wordt de duurzaamheidsnorm met opslag ook ruim overschreden.



Figuur 14: Netbelasting tijdens piekuren, LCOH\* en emissiefactor voor warmtenet uit casus 2 zonder warmteopslag en met een TTES van 5000 m<sup>3</sup>. LCOH\* en emissiefactoren worden getoond voor een situatie met normale ATO en non-firm ATO met variërende frequenties waarbij transportbeperkingen worden afgeroepen binnen de tijdsblokken 06:00-10:00 en 16:00-19:00 (25-100%). LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet



Tabel 4. Gedetailleerd overzicht van emissie, kosten en energetische data zonder (links) en met (rechts) warmteopslag (ATES + TTES 5000 m<sup>3</sup>) voor casus 2.

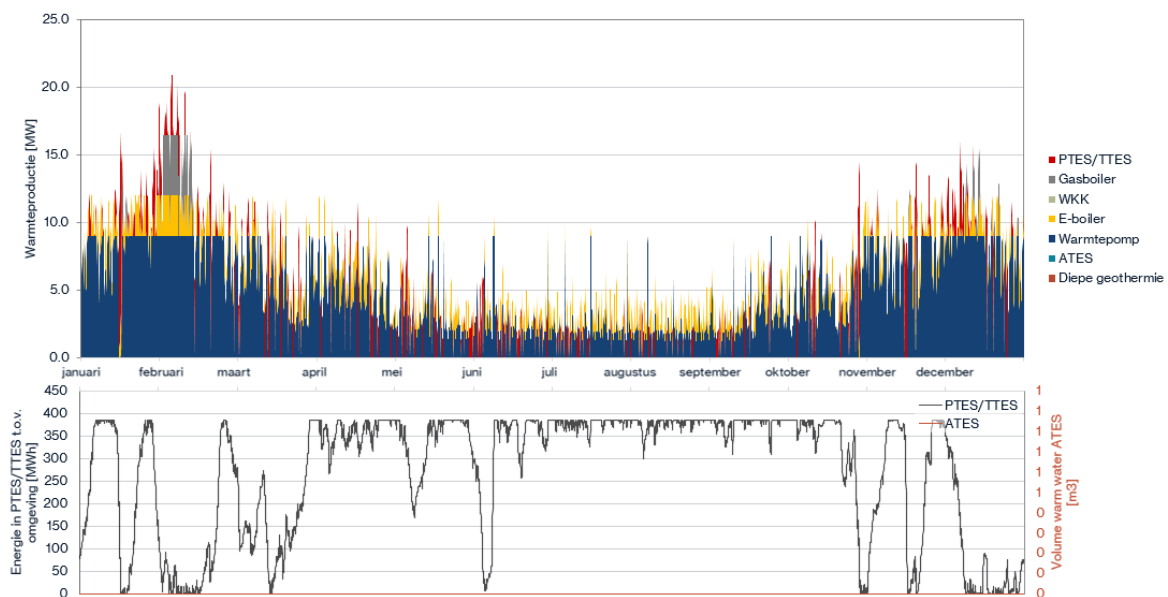
Energie en kosten	Zonder opslag			TTES 5000 m <sup>3</sup>		
	MWh/jaar	€/GJ	€/jaar	MWh/jaar	€/GJ	€/jaar
LCOH	-	€ 28.1	-	-	€ 26.7	-
Aardgas	8945	-	€ 724,327	7747	-	€ 613,362
Waterstof	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Groen gas	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Biomassa	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Elektriciteit	10654	-	€ 758,209	11338	-	€ 727,678
<b>Emissies</b>	<b>t CO2/jaar</b>	<b>kg CO2/GJ</b>	<b>€/jaar</b>	<b>t CO2/jaar</b>	<b>kg CO2/GJ</b>	<b>€/jaar</b>
Directe emissies aardgas	1816	-	€ 90,809	1570	-	€ 78,519
Indirecte emissies elektriciteit	209	-	-	222	-	-
Emissie intensiteit warmtevraag	-	11.8	-	-	10.4	-
<b>Kapitale kosten en onderhoudskosten</b>	<b>MW</b>	<b>Vollasturen</b>	<b>€/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>Vollasturen</b>	<b>€/jaar</b>
Geothermie [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
Warmtepomp lucht/water [MW <sub>th</sub> ]	9.0	4796	€ 2,021,450	9.0	5070	€ 2,021,450
Warmtepomp water/water [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
Warmtepomp bij ATES [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
E-boiler [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
WKK [MW <sub>th</sub> ]	3.0	951	€ 366,647	3.0	1081	€ 366,647
Gasboiler [MW <sub>th</sub> ]	11.8	255	€ 150,041	3.5	331	€ 45,012
PTES/TTES	-	-	€ 0	-	-	€ 74,611
ATES	-	-	€ 0	-	-	€ 0
Netaansluiting [MW <sub>e</sub> ]	3.74	-	€ 20,614	3.74	-	€ 20,614
<b>Overig kosten en baten</b>	<b>MWh/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>€/jaar</b>	<b>MWh/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>€/jaar</b>
Nettarieven	-	-	€ 357,414	-	-	€ 357,414
Elektriciteitsproductie	0	-	-€ 127	13	-	-€ 8,065
Balanceringsdiensten (o.b.v. 2021 data)	-	-	-€ 601,136	-	-	-€ 601,328
Reductie curtailment	245	-	-	549	-	-
Max netbelasting tijdens piekuren	-	3.2	-	-	2.7	-
			<b>€/jaar</b>			<b>€/jaar</b>
Totale kosten			€ 3,867,635			€ 3,675,300

## Extra verdieping casus 2: e-boiler i.p.v. WKK – negatieve energieprijzen

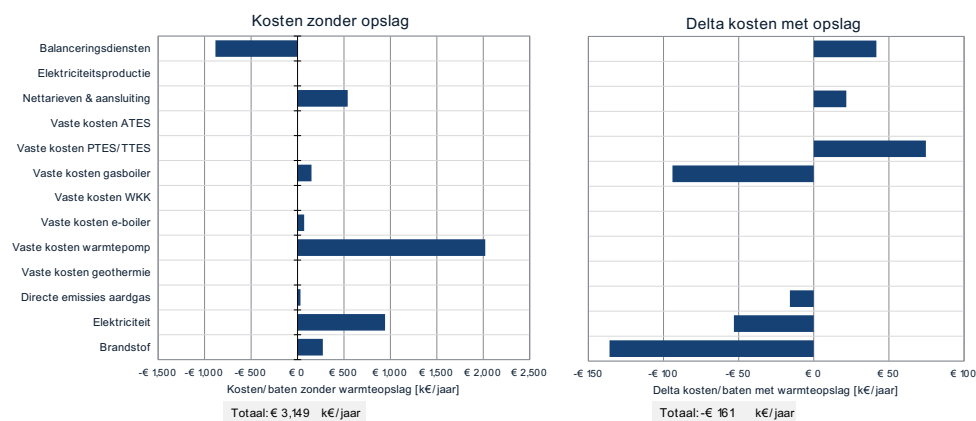
Voor casus 2 onderzoeken we ook hoe de e-boiler kan worden gecombineerd met warmteopslag. We vervangen de WKK door een e-boiler (3 MW<sub>th</sub>). De e-boiler wordt ingezet om op piekmomenten warmte te leveren en daarnaast diensten te leveren op de aFRR markt.

De e-boiler kan vooral veel waarde leveren op de aFRR-down markt, waar tegen betaling het stroomverbruik kan worden verhoogd. Op deze momenten zal de e-boiler dus kortstondig warmte leveren, terwijl er op veel van deze momenten vaak niet voldoende warmtevraag is om deze warmteproductie te absorberen. Wanneer warmteopslag wordt toegevoegd aan het warmtenet kan deze overtollige warmteproductie worden opgeslagen en hoeft deze niet te worden afgeblazen. Vervolgens kan deze warmte op een later moment worden ingezet. Hiermee kan de inzet van gasboilers worden verlaagd of kan gedurende uren met hoge elektriciteitsprijzen de warmtepomp worden afgeschakeld.

Figuur 15 illustreert hoe de inzet van de e-boiler op de aFRR-down markt samen gaat met het op- en ontladen van de warmteopslag. Figuur 16 toont de kosten voor het warmtenet zonder warmteopslag (links) en de kostendelta voor het warmtenet met warmteopslag (rechts). Wat opvalt is dat naast besparing op brandstof en gasboiler capaciteit, ook veel wordt bespaard op elektriciteitskosten. Dit komt doordat de e-boiler tegen betaling warmte kan produceren, wat op een later moment kan worden gebruikt om elektriciteit te besparen van de warmtepomp.



Figuur 15: Uurlijkse inzet warmteproductiemiddelen casus 2 met e-boiler i.p.v. WKK en warmteopslag (TTES 5000 m<sup>3</sup>).



Figuur 16: Uitsplitsing van kosten en baten zonder warmteopslag (links) en de kosten en baten delta met warmteopslag (rechts) (TTES 5000 m<sup>3</sup>) voor casus 2 met e-boiler i.p.v. WKK.

## Casus 3

De derde casus betreft een klein, LT warmtenet dat gevoed wordt door een warmtepomp met aquathermie/WKO, bijgestaan door een gas piekkel. Dit warmtenet levert enkel warmte voor ruimteverwarming (niet voor tapwater). Figuur 17 toont de kosten voor geleverde warmte (LCOH\*), emissiefactor van geleverde warmte en de afname van curtailment voor het warmtenet in casus 3 zonder en met verschillende warmteopslag.

Warmte opwek:	Warmtepomp (water/water) en gasketel
Warmteopslag:	PTES/TTES
Warmtedistributie:	Lage temperatuur, 10% warmteverlies
Warmteverbruik:	Klein net, 9 TJ, vraagprofiel beter dan gemiddelde isolatie
Scenariocontext:	2035 IP2024 National Drivers scenario

### Kosten voor geleverde warmte (LCOH\*)

Zonder warmteopslag levert het warmtenet van casus 3 warmte voor 23.2 €/GJ (excl. kosten voor het warmtenet). We zien dat alleen de PTES van 250 m<sup>3</sup> resulteert in een lichte kostenverlaging van 0.7 €/GJ. Deze kostendaling komt door een combinatie van besparingen op brandstofkosten en een verlaging van de benodigde gasboiler capaciteit.

Brandstofkosten worden verlaagd doordat de warmteopslag kan worden opgeladen met goedkope warmte uit de warmtepomp op momenten met lage elektriciteitsprijzen. Gasboiler capaciteit kan met behulp van de warmteopslag worden verlaagd doordat de opslag kan worden opgeladen voordat een vraagpiek optreedt, zodat er gedurende de vraagpiek minder gasboilers nodig zijn om aan de vraag te voldoen.

Gezien het de omvang van het warmtenet in casus 3 en het feit dat uitsluitend de kleinste opslagvariant resulteert in lagere kosten, is het goed mogelijk dat het optimale warmteopslag volume lager ligt dan 250 m<sup>3</sup>.

### Emissies

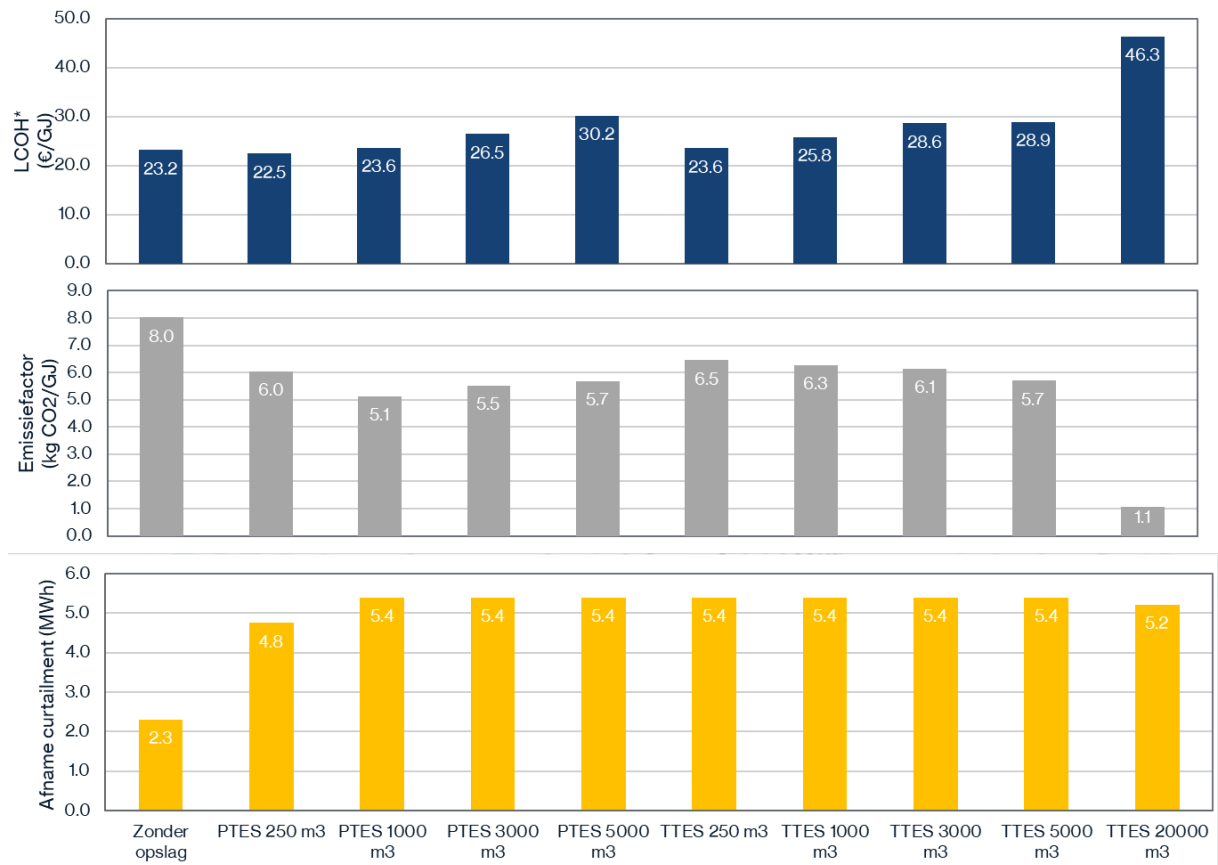
Zonder warmteopslag levert dit warmtenet warmte met een emissiefactor van 8.0 kg CO<sub>2</sub>/GJ (binnen duurzaamheidsnorm 2035). De emissiefactor daalt met 1.5 tot 6.9 kg CO<sub>2</sub>/GJ afhankelijk van het type warmteopslag. Net zoals bij casus 2 zien we dat bij grotere opslagvolumes de emissiefactor het sterkst daalt. De belangrijkste verklaring hiervoor is dat bij grotere opslagvolumes meer emissiearme warmte van de warmtepomp kan worden opgeslagen.

Een TTES systeem van 20,000 m<sup>3</sup> resulteert in de laagste emissies. De kosten hiervan zijn echter vele malen hoger dan een systeem van 250 m<sup>3</sup>. Ook bij dit warmtenet moet bij de keuze voor een opslagsysteem dus een afweging worden gemaakt tussen emissies en kosten, ook al zijn deze lagere emissies reeds verrekend in de totaalkosten middels de CO<sub>2</sub>-prijs. De standaard aanname die wordt gehanteerd in dit rapport is 50 €/ton CO<sub>2</sub>.

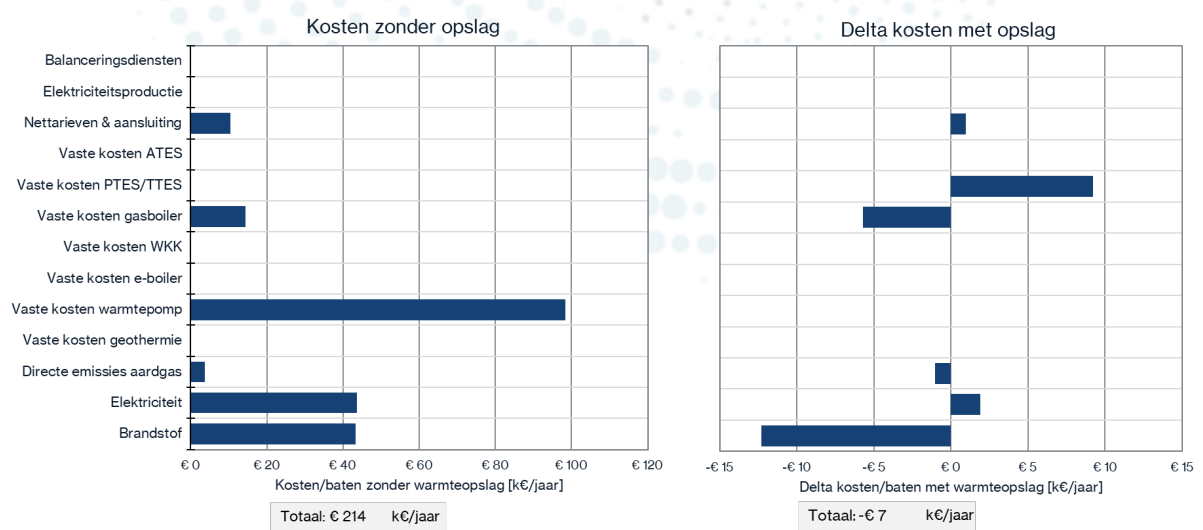
### Curtaiment

Met referentie instellingen levert wordt er 2.3 MWh anders gecurtailde stroom verbruikt (0.5% van de totale elektriciteitsvraag). Het toevoegen van warmteopslag laat dit volume sterk stijgen, maar grotere opslagvolumes leiden niet noodzakelijk tot grotere reducties in curtailment. Bij een

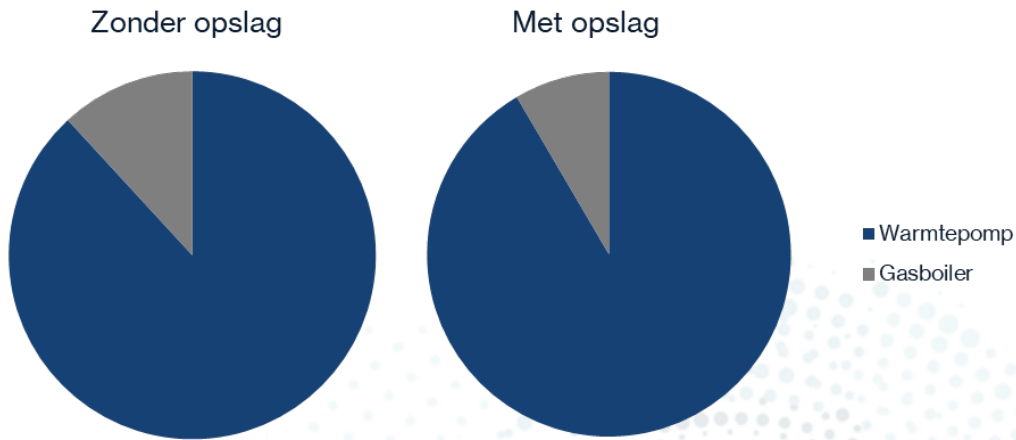
PTES systeem van 250 m<sup>3</sup> is de reductie in curtailment 4.8 MWh (1% van de totale elektriciteitsvraag).



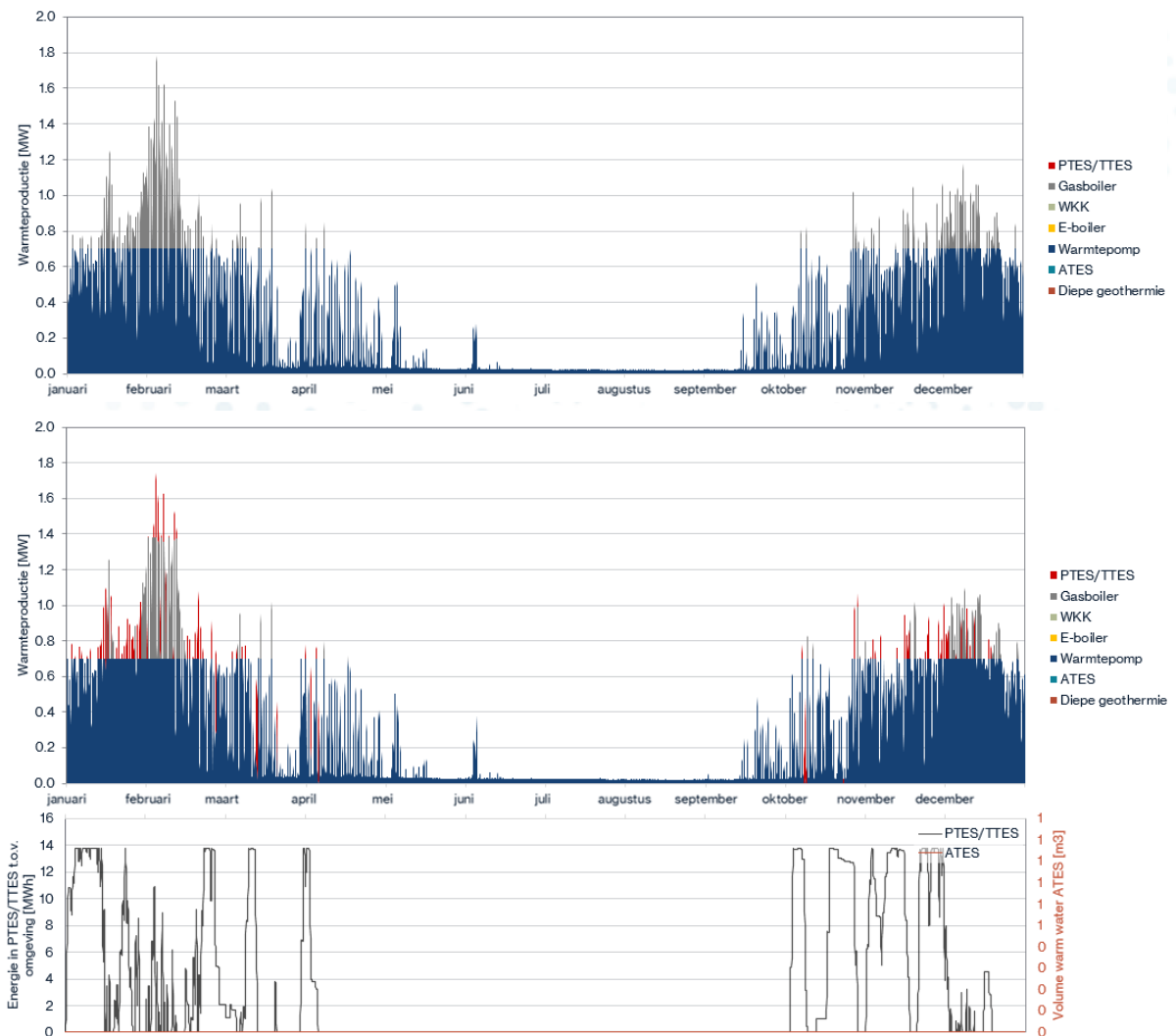
Figuur 17: LCOH\*, emissiefactor en afname curtailment van het warmtenet uit casus 3 voor verschillende warmteopslag varianten. LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet.



Figuur 18. Uitsplitsing van kosten en baten zonder warmteopslag (links) en de kosten en baten delta met warmteopslag (rechts) (ATES + PTES 250 m<sup>3</sup>) voor casus 3.



Figuur 19: Warmteproductiemix zonder (links) en met (rechts) warmteopslag (ATES + PTES 250 m<sup>3</sup>) voor casus 3.



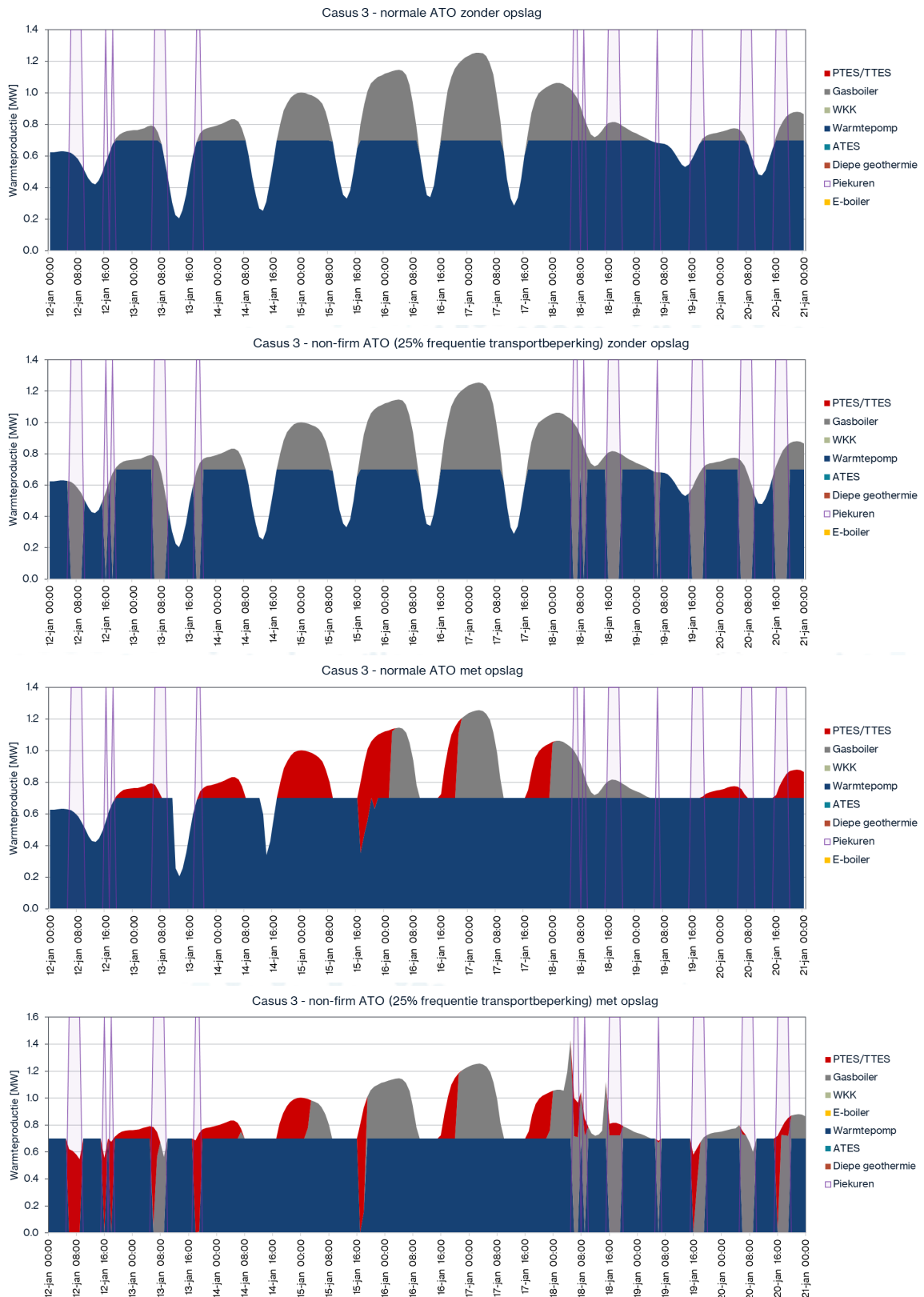
Figuur 20: Uurlijkse inzet warmteproductiemiddelen zonder (boven) en met (onder) warmteopslag (PTES 250 m<sup>3</sup>) voor casus 3.

## Netbelasting

De netbelasting tijdens piekuren bedraagt zowel met als zonder opslag 0.2 MW. De netbelasting wordt door warmteopslag niet verlaagd, omdat de inzet van de warmtepomp en warmteopslag als doel heeft de warmteproductiekosten te minimaliseren wanneer het warmtenet is aangesloten op het net met een normale transportovereenkomst.

De piekbelasting kan wel structureel worden verlaagd door te kiezen voor een zogenaamde non-firm ATO. Zie de sectie 'Netcongestie en -verzwaring' van casus 2 voor nadere toelichting.

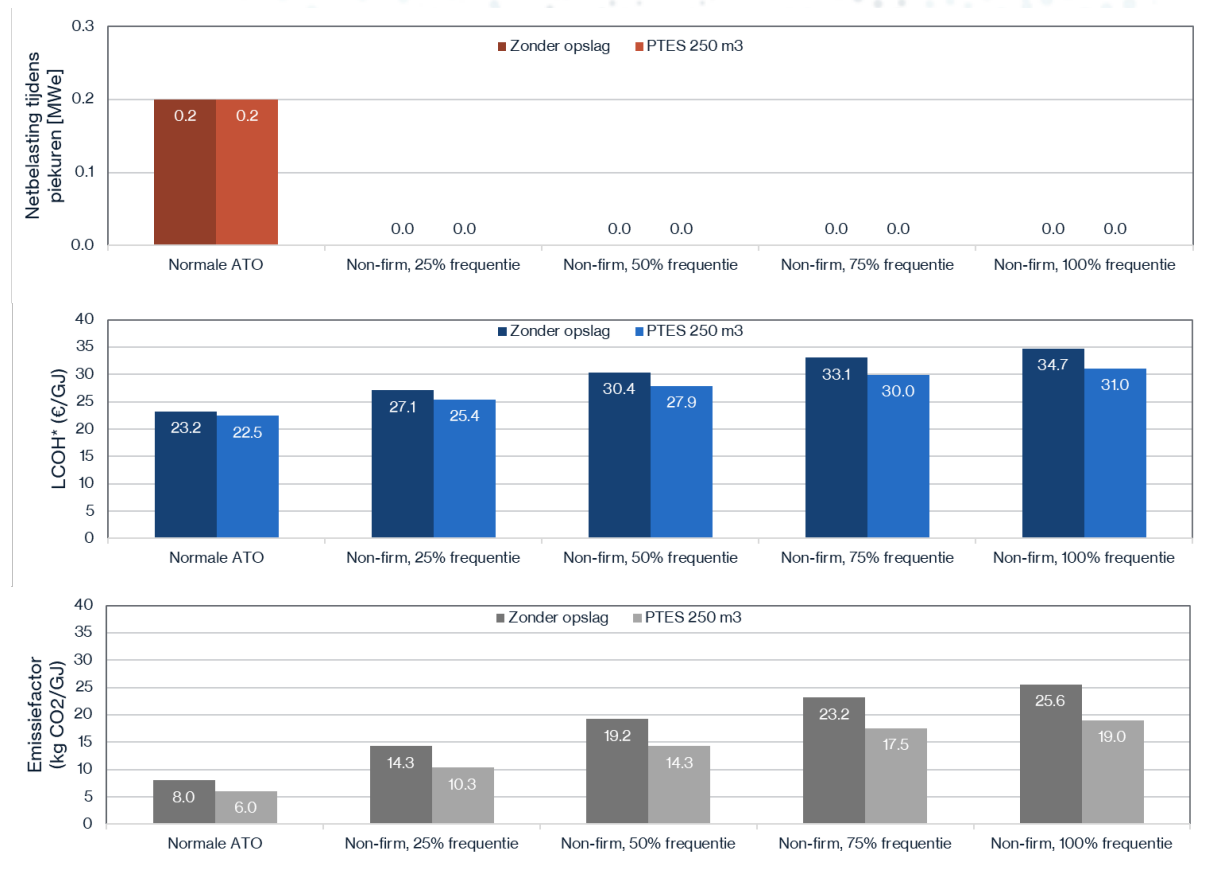
Gedurende uren waarbij transport wordt beperkt kan de warmtepomp geen warmte leveren. Warmtevraag zal dan moeten worden ingevuld door de warmteopslag indien aanwezig, aangevuld door de gasboiler. Dit kan leiden tot hogere inzet van de gasboiler en een grotere gasboiler capaciteit, hetgeen kosten en emissies verhoogd. Figuur 21 illustreert dit door de uurlijkse inzet van warmteproductiemiddelen te tonen met normale ATO versus non-firm ATO voor het warmtenet uit casus 3 met en zonder warmteopslag.



Figuur 21: Uurlijkse inzet warmteproductiemiddelen en opslag voor casus 3 in januari zonder opslag, met opslag, met normale ATO en met non-firm ATO. Uren met piekbelasting op het net zijn paars gearceerd

Figuur 22 laat zien hoe de LCOH\* en emissiefactor veranderen wanneer er wordt gekozen voor een non-firm ATO zonder opslag en met een PTES van 250 m<sup>3</sup>. De non-firm ATO is in alle gevallen duurder dan de reguliere transportovereenkomst. Dit komt doordat de extra kosten die gepaard gaan met het beperken van de inzet van de warmtepomp (extra aardgasvraag en extra gasboiler capaciteit) hoger zijn dan de korting op de nettarieven.

Net als in casus 2 lopen zowel de LCOH\* als de emissiefactor echter aanzienlijk sneller op bij toenemende non-firm ATO afroep frequenties voor een warmtenet zonder opslag dan met opslag. Het kostenvoordeel door warmteopslag stijgt dus wanneer wordt (of moet worden) gekozen voor een non-firm ATO. Daarnaast overstijgt zonder opslag de emissiefactor ruim de voorziene duurzaamheidsnorm in 2035 van 15.6 kg CO<sub>2</sub> per GJ wanneer wordt gekozen voor een non-firm ATO bij een afroep frequentie van 50%. Met opslag vindt deze overstijging plaats vanaf een afroeppercentage van 75%.



Figuur 22: LCOH\* en emissiefactor voor warmtenet uit casus 3 zonder warmteopslag en met een PTES van 250 m<sup>3</sup>. LCOH\* en emissiefactoren worden getoond voor een situatie met normale ATO en non-firm ATO met variërende frequenties waarbij transportbeperkingen worden afgeroepen binnen de tijdsblokken 06:00-10:00 en 16:00-19:00 (25-100%). LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet



Tabel 5. Gedetailleerd overzicht van emissie, kosten en energetische data zonder (links) en met (rechts) warmteopslag (ATES + PTES 250 m<sup>3</sup>) voor casus 3.

Energie en kosten	Zonder opslag			PTES 250 m <sup>3</sup>		
	MWh/jaar	€/GJ	€/jaar	MWh/jaar	€/GJ	€/jaar
LCOH	-	€ 23.2	-	-	€ 22.5	-
Aardgas	362	-	€ 43,317	259	-	€ 31,005
Waterstof	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Groen gas	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Biomassa	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Elektriciteit	435	-	€ 43,667	466	-	€ 45,581
<b>Emissies</b>	<b>t CO2/jaar</b>	<b>kg CO2/GJ</b>	<b>€/jaar</b>	<b>t CO2/jaar</b>	<b>kg CO2/GJ</b>	<b>€/jaar</b>
Directe emissies aardgas	74	-	€ 3,680	53	-	€ 2,634
Indirecte emissies elektriciteit	9	-	-	9	-	-
Emissie intensiteit warmtevraag	-	8.0	-	-	6.0	-
<b>Kapitale kosten en onderhoudskosten</b>	<b>MW</b>	<b>Vollasturen</b>	<b>€/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>Vollasturen</b>	<b>€/jaar</b>
Geothermie [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
Warmtepomp lucht/water [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
Warmtepomp water/water [MW <sub>th</sub> ]	0.7	3579	€ 98,406	0.7	3731	€ 98,406
Warmtepomp bij ATES [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
E-boiler [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
WKK [MW <sub>th</sub> ]	0.0	0	€ 0	0.0	0	€ 0
Gasboiler [MW <sub>th</sub> ]	1.1	298	€ 14,336	0.7	356	€ 8,601
PTES/TTES	-	-	€ 0	-	-	€ 9,218
ATES	-	-	€ 0	-	-	€ 0
Netaansluiting [MW <sub>e</sub> ]	0.17	-	€ 2,249	0.18	-	€ 2,249
<b>Overig kosten en baten</b>	<b>MWh/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>€/jaar</b>	<b>MWh/jaar</b>	<b>MW</b>	<b>€/jaar</b>
Nettarieven	-	-	€ 10,376	-	-	€ 11,329
Elektriciteitsproductie	0	-	€ 0	0	-	€ 0
Balanceringsdiensten (o.b.v. 2021 data)	-	-	€ 0	-	-	€ 0
Reductie curtailment	2	-	-	5	-	-
Max netbelasting tijdens piekuren	-	0.2	-	-	0.2	-
			<b>€/jaar</b>			<b>€/jaar</b>
Totale kosten			€ 213,781			€ 206,772

## Extra verdieping casus 3: Warmtenet + netverzwareing, warmtenet + non-firm ATO of all-electric warmtepompen zonder warmtenet? (1/2)

Casus 3, met 350 aangesloten woningen die goed geïsoleerd zijn, is een casus waarbij voorgesteld kan worden dat dit een nieuwbouwwijk betreft. We vergelijken drie opties om deze woningen te verwarmen:

1. Een warmtenet met warmteopslag met normale transportovereenkomst; netverzwareing vereist.
2. Een warmtenet met opslag met een non-firm ATO; geen netverzwareing vereist.
3. All-electric warmtepompen per woning zonder warmtenet; netverzwareing vereist.

We maken uitsluitend bij casus 3 deze vergelijking omdat dit een casus betreft waarbij de isolatiegraad van de woningen hoog is. Dit maakt deze woningen geschikt voor een warmtepomp.

Vervolgens kijken we naar de kosten die nodig zijn om een netaansluiting te realiseren. Dit is enerzijds de kosten voor netverzwareing (optie 1 en 3) of anderzijds de meerkosten die gepaard gaan met een non-firm ATO (optie 2). De resultaten hiervan zijn weergegeven in de onderstaande tabel.

	1. Warmtenet + opslag en normale ATO, met netverzwareing	2. Warmtenet + opslag en non-firm ATO, zonder netverzwareing	3. Warmtepompen per woning zonder warmtenet, met netverzwareing
Netbelasting tijdens piekuren [MW]	0.2	0	0.46
Kosten netverzwareing [k€/jaar]	3 – 14 (2017 prijsniveau)	0	5 – 59 (2017 prijsniveau)
Meerkosten non-firm ATO [k€/jaar]	0	30 – 82 (excl. nettarieven)	0

De extra kosten door de non-firm ATO zijn exclusief eventuele nettariëfkortingen. Een hoge korting op nettariëven zou kunnen helpen om de getoonde meerkosten gedeeltelijk te compenseren, maar volledige compensatie lijkt niet haalbaar. De nettariëven in casus 3 bedragen circa 10 k€/jaar, terwijl de meerkosten 30-82 k€/jaar zijn. Bij een forse stijging van nettariëven zou compensatie via nettariëven wel beter mogelijk zijn.

Uit de vergelijking tussen vergelijking dat de netbelasting van een all-electric woonwijk ruim 2x hoger is dan dat van een warmtenet met normale transportovereenkomst. Wanneer wordt gekozen voor een non-firm ATO, kan de netbelasting van het warmtenet geheel worden gereduceerd (pompenergie warmtenet ligt buiten scope).

Qua kosten zien we dat zowel de netverzwareingskosten als de meerkosten ten gevolge van de non-firm ATO grote bandbreedtes hebben. We zien dat een warmtenet met een normale ATO gepaard gaat met de laagste jaarlijkse kosten voor een netaansluiting. Echter maken de substantiële prijsstijgingen in netwerkcomponenten sinds 2017 deze conclusie minder betrouwbaar. Dit staat los van het feit dat op korte termijn niet altijd voldoende netcapaciteit beschikbaar is, waardoor de non-firm ATO in veel gevallen de enige manier kan zijn waarop een warmtenet kan worden aangesloten. Daarnaast zien we dat de netinvesteringen die nodig zijn voor individuele warmtepompen per woning substantieel hoger liggen dan die van het warmtenet.

Op het moment van publicatie zijn er ook andere studies gedaan naar de kosten van warmtenetten in vergelijking met individuele warmtepompen, zoals een recente studie van Berenschot<sup>1</sup>. Dergelijke studies verschillen vaak in termen van aanpak, scope en gebruikte kentallen maar ook in de definities van de resultaten die worden berekend. Verschillende studies zullen daarmee vaak net tot andere conclusies komen. De studie van Berenschot kijkt bijvoorbeeld naar nationale meerkosten terwijl hier uitsluitend wordt gekeken naar de kosten van netverzwareing versus meerkosten voor het warmtenet door een non-firm ATO.

### *Inschatting netverzwareingskosten*

Het inschatten van de kosten voor netverzwareing is complex. Zo is het lastig om precies te bepalen hoeveel meters kabel nodig zijn om bijvoorbeeld een netdeel met 1 MW te versterken, aangezien dit sterk afhankelijk is van de locatie. Om dit te vereenvoudigen, maken we gebruik van landelijk geaggregeerde kostenkengetallen uit de studie *Net voor de Toekomst* (2017).

<sup>1</sup> Berenschot (2024). De keuze voor warmtenetten of andere warmteoplossingen

## Extra verdieping casus 3: Warmtenet + netverzwaring, warmtenet + non-firm ATO of all-electric warmtepompen zonder warmtenet? (2/2)

Deze getallen (zie tabel) representeren de vervangingswaarde van het elektriciteitsnet gedeeld door de totale capaciteit per netvlak. Omdat deze data uit 2017 stamt, zullen ze door inflatie inmiddels aanzienlijk zijn gestegen. Tegelijkertijd zal het iets zwaarder uitvoeren van kabels of transformatoren per capaciteitseenheid juist weer goedkoper zijn dan het volledig opnieuw aanleggen van het bestaande net.

Netvlak	Netverzwaringkosten [€/kW]
LV	916
LV/MV	200
MV	690
MV/HV	250
HV	364

*CE Delft (2017). Net voor de Toekomst - Achtergrondrapport, p101-103*

Op basis van deze kentallen kan een inschatting worden gemaakt van de netverzwaringkosten. Echter zal het ook per locatie verschillen of voor een hogere netbelasting op één netvlak, ook netverzwaring nodig is op een hoger gelegen netvlak. Dit hangt af van de beschikbare capaciteit op de verschillende netvlakken en de gelijktijdigheid van netbelasting tussen de netvlakken. We zullen uitgaan van een bandbreedte, met aan de onderkant uitsluitend verzwaring van de transformator en aan de bovenkant verzwaring van de gehele keten (vanaf HV niveau).

Voor een aansluiting van een warmtenet op MS niveau bedraagt deze range dus 250 – 1304 €/kW (onderwaarde MS/HS, bovenwaarde: MS+MS/HS+HS). Voor een aansluiting van een woonwijk met all-electric warmtepompen op LS niveau bedraagt deze range 200 – 2420 €/kW (onderwaarde: LS/MS, bovenwaarde: LS+LS/MS+MS+MS/HS). Op basis van een levensduur van 40 jaar, WACC van 3% en O&M van 1% v.d. CAPEX kunnen deze bandbreedtes worden vertaald naar jaarlijkse kosten (MS: 13 – 69 €/jaar/kW, LS: 11 – 129 €/jaar/kW).

### Netbelasting per optie

De netbelasting van het warmtenet uit casus 3 bedraagt 0.2 MW. Deze netbelasting heeft in de wintermaanden veel weg van een volcontinu profiel, waardoor de gelijktijdigheid met andere netgebruikers hoog zal liggen. Indien beschikbare netcapaciteit niet toereikend is zal het net dan ook met 0.2 MW verzaard moeten worden.

Voor individuele woningen heeft de netbelasting van de warmtepomp een grilliger profiel. Daarom kan voor de berekening van netbelasting niet zomaar het piekvermogen van iedere warmtepomp worden opgeteld. We rekenen dan ook met een geaggregeerd profiel van 350 warmtepompen waarbij de individuele grillige profielen zijn 'gladgestreken'. Deze warmtepompen zijn minder efficiënt dan een grootschalige warmtepomp voor een warmtenet (zie appendix: Technische documentatie voor gebruikte aannames). Dit resulteert in een netbelasting van 0.46 MW.

### Meerkosten non-firm ATO

Tot slot ontstaan er ook meerkosten wanneer wordt gekozen voor een non-firm ATO. Dit komt doordat er zo nu en dan transportbeperkingen zullen worden afgeroepen door de netbeheerder waardoor de warmtepomp tijdelijk uit moet. Op deze momenten zal het hierdoor ontstane gat moeten worden ingevuld door warmteopslag, en waar nodig aangevuld met piekketels. Hierdoor stijgen de brandstofkosten en emissies en stijgen de investeringskosten voor piekketels. Hoe sterk deze kosten stijgen hangt af van de frequentie waarbij de transportbeperkingen worden afgeroepen. We rekenen hierbij met een bandbreedte van 25% tot 100% van de uren tussen 06:00-10:00 en 16:00-19:00.

# Gevoeligheidsanalyse

In de gevoeligheidsanalyse kijken we naar de effecten die variaties in brandstof- en CO<sub>2</sub>-prijzen en variaties in het temperatuurniveau van het warmtenet hebben op de LCOH\* en de emissiefactor. De grafieken van Figuur 23 en Figuur 24 tonen deze resultaten voor casus 1 tot en met 3, zowel zonder warmteopslag als met warmteopslag. We selecteren bij iedere casus uitsluitend de warmteopslag met de laagste LCOH\* onder referentieomstandigheden.

## Sensitiviteit aardgasprijs

Een hogere aardgasprijs leidt bij alle casussen tot een hogere LCOH\*, in elke casus is immers aardgas nodig voor het invullen van de piekvraag. Bij casus 1 is het aandeel aardgas in de warmtemix het grootst, waardoor de LCOH\* ook het sterkst stijgt bij hogere aardgasprijzen. De LCOH\* stijgt bij iedere casus iets minder bij aanwezigheid van warmteopslag.

Bij casus 1 en 3 blijft de emissiefactor onveranderd bij variërende aardgasprijzen. Dit komt doordat de geothermiebron (casus 1) en de warmtepomp (casus 3) bij nagenoeg alle doorgerekende aardgasprijzen goedkoper warmte kunnen leveren dan de gasboiler. De inzet van warmteproductiemiddelen verandert dan ook nauwelijks.

Bij casus 2 vindt er wel een significante daling plaats van de emissiefactor bij een stijgende aardgasprijs. Dit komt doordat de merit order positie van de WKK verslechterd ten opzichte van de warmtepomp en gasboiler, waardoor deze minder draaiuren maakt. Door de relatief lage warmte-efficiëntie van de WKK daalt hierdoor de aardgasvraag en daarmee de emissiefactor.

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

Variaties in de CO<sub>2</sub>-prijs hebben een vergelijkbaar effect als variaties in de aardgasprijs, maar dit effect is wel kleiner in omvang. Dit komt simpelweg doordat een stijging van 5 €/ton CO<sub>2</sub> hetzelfde prijsopdrijvende effect heeft als een stijging van circa 1 €/MWh aardgas.

## Sensitiviteit temperatuur warmtenet

Bij aanpassingen aan de temperatuur van het warmtenet veranderen zowel de aanvoer als retourtemperaturen van het warmtenet. Hierbij wordt voor MT warmtenetten (casus 1 en 2) nog wel een minimum van 60 °C aangehouden i.v.m. warmtelevering voor tapwatervoorziening. De referentie aanvoer- en retourcurves worden getoond in de onderstaande afbeelding.

Bij alle casussen resulteert een hogere aanvoer- en retourtemperatuur in een lichte stijging van de LCOH\*. Bij casus 2 en 3 komt dit doordat de warmtepomp minder efficiënt wordt bij hogere temperaturen. Bij casus 1 komt dit doordat de warmteafgifte van geothermie daalt wanneer de retourtemperatuur stijgt.

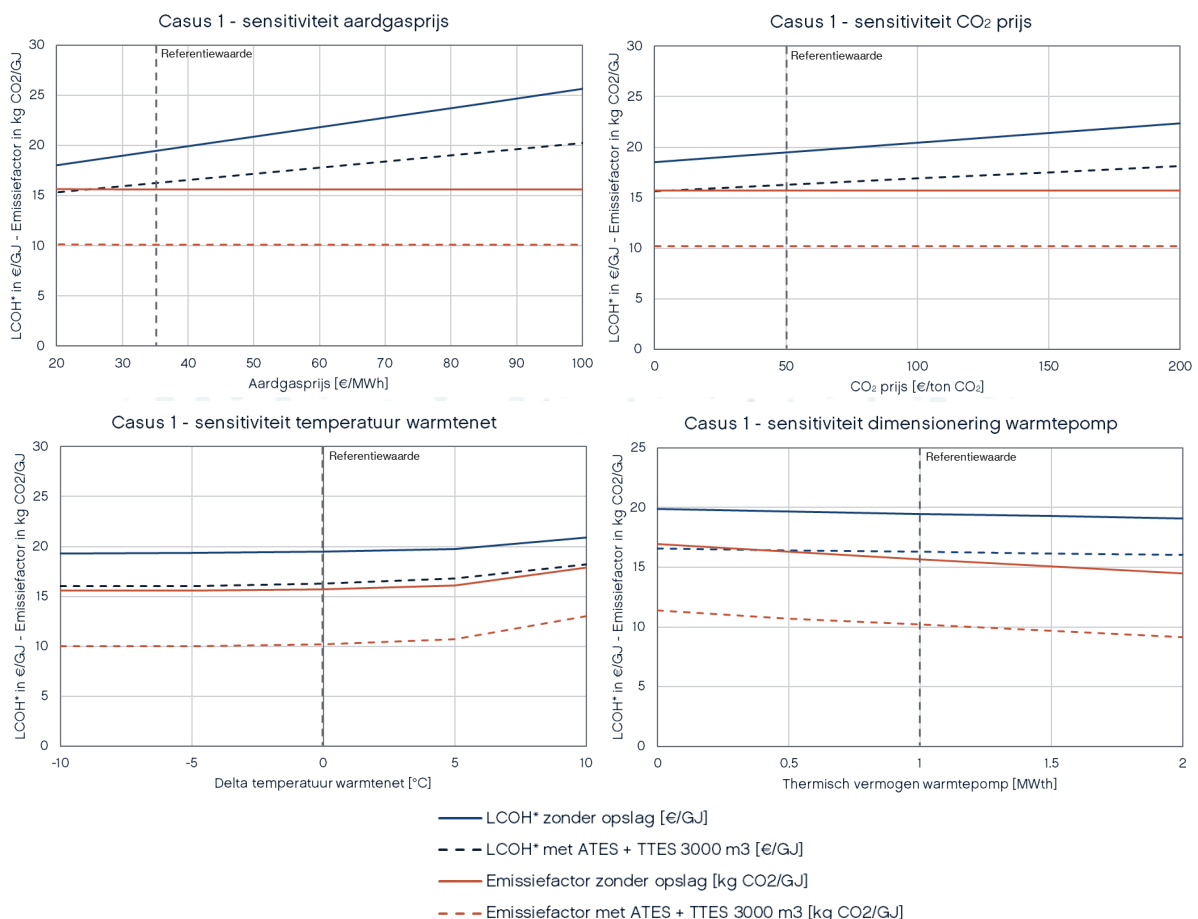
De emissiefactor blijft nagenoeg onveranderd in casus 2 en 3 bij variërende aanvoer- en retourtemperaturen. Dit komt doordat de emissiefactor van warmte geleverd met de warmtepomp extreem laag blijft, ook al wordt de warmtepomp minder efficiënt. Alleen in casus 1 zijn de verschillen groter door hogere inzet van gasboilers wanneer de geothermiebron minder warmte kan overbrengen bij hogere retourtemperaturen.

## Sensitiviteit dimensionering warmtepomp

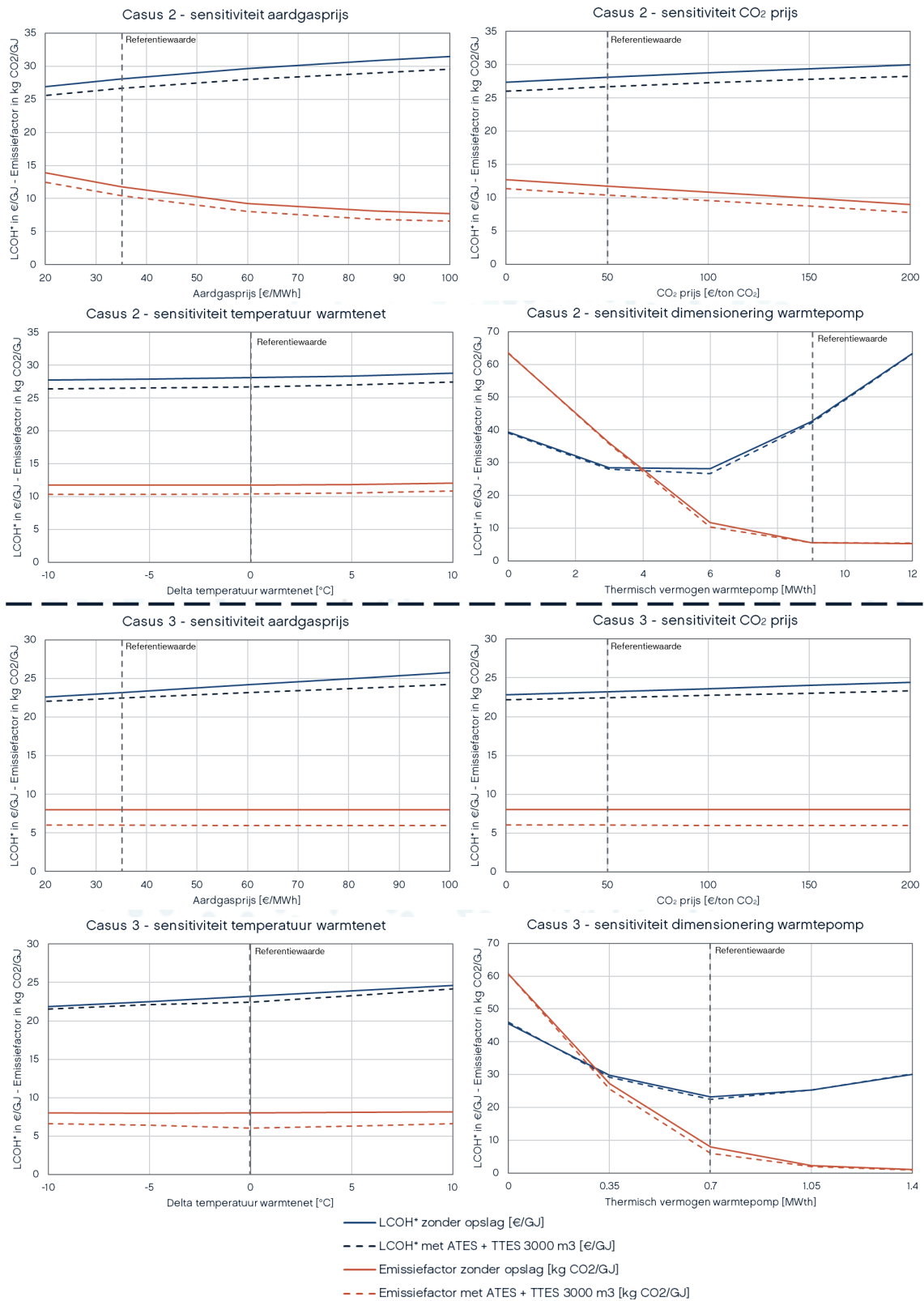
Een grotere warmtepomp leidt tot een lagere emissiefactor. Dit komt uiteraard doordat bij een grotere warmtepomp minder vraagpieken hoeven worden ingevuld door piekketels en dus minder aardgas wordt gebruikt. Als de warmtepomp groot genoeg is, kunnen emissies en dus de aardgasvraag vrijwel geheel worden gereduceerd.

De LCOH\* volgt bij casus 2 en 3 een parabolische curve wanneer het warmtepomp vermogen wordt gevarieerd. Dit valt te verklaren doordat een kleine warmtepomp veel vollasturen kan draaien en daarmee relatief veel aardgasvraag kan besparen. Wanneer de warmtepomp groter wordt zal de marginale aardgasreductie kleiner worden. Bij casus 1 is de warmtepomp klein ten opzichte van de warmtevraag waardoor deze nuances niet terug te zien zijn in de grafiek.

Ook is te zien dat de toegevoegde waarde van de warmteopslag in termen van verlaging van de LCOH\*, het verschil tussen de blauwe stippellijn met de vaste blauwe lijn, verdwijnt bij zowel een laag als een hoog warmtepomp vermogen (casus 2 en 3). Bij een te kleine warmtepomp kan de opslag immers nauwelijks worden opgeladen, terwijl bij een te grote warmtepomp er nauwelijks aardgasvraag is dat kan worden bespaard. Bij een goed gedimensioneerde warmtepomp is de toegevoegde waarde van warmteopslag het grootst.



Figuur 23: Uitkomsten voor de LCOH\* en emissiefactor voor casus 1 bij verandering in aardgasprijs (linksboven), CO<sub>2</sub>-prijs (rechtsboven), de temperatuur van het warmtenet (linksonder) en de dimensionering van de warmtepomp (rechtsonder). LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet



Figuur 24: Uitkomsten voor de LCOH\* en emissiefactor voor casussen 2 (boven de stippellijn) en 3 (onder de stippellijn) bij verandering in aardgasprijs (linksboven), CO<sub>2</sub>-prijs (rechtsboven), de temperatuur van het warmtenet (linksonder) en de dimensionering van de warmtepomp (rechtsonder). LCOH\* zijn de levelised cost of heat met de kosten binnen de scope van het model, dit zijn niet de totaalkosten van het warmtenet

# Conclusies

In dit onderzoek is de vergelijking gemaakt tussen warmtenetten met en zonder opslag. We hebben gekeken naar een drietal configuraties aan warmtenetten, van klein tot groot, met wisselende vraagprofielen, temperaturniveaus, opwektechnologieën en opslagsystemen (ATES, PTES, TTES). We hebben op basis van dit onderzoek vier baten geïdentificeerd;

## *Baat 1: Warmteopslag verlaagt kosten voor warmteproductie*

De kostenbesparing met opslag loopt op van 0.7 tot 3.2 € per GJ afgeleverde warmte, afhankelijk van de configuratie en aannames. Kosten worden voornamelijk bespaard door:

- Aardgasvraag te reduceren door warmte-overschotten uit geothermie of emissiearme warmte van de warmtepomp op te slaan en in te zetten wanneer er tekorten ontstaan.
- Gedurende vraagpieken warmte te leveren uit de opslag, waardoor minder pieketels nodig zijn en daarmee wordt bespaard op de investeringskosten daarvan.

In alle onderzochte varianten was er een opslagsysteem zodanig te dimensioneren dat de kosten van de afgeleverde warmte lager werden. De kostendaling als gevolg van warmteopslag kan ervoor zorgen dat de realisatie van nieuwe warmtenetten haalbaarder wordt.

## *Baat 2: Warmteopslag zorgt voor lagere emissies*

Door de aardgasbesparing beschreven bij baat 1 daalt ook de emissiefactor per GJ geleverde warmte. Door een ATES te plaatsen bij een geothermiebron daalt de emissiefactor met ruim 5 kg CO<sub>2</sub> per geleverde GJ warmte in casus 1. Een TTES of PTES systeem in combinatie met een warmtepomp, WKK en/of gasboiler reduceert de emissiefactor met circa 1.5-2 kg CO<sub>2</sub> per geleverde GJ warmte in casus 2 en 3. De precieze uitkomsten hangen af van de configuratie en aannames. Emissiereductie is middels de CO<sub>2</sub>-prijs reeds verwerkt in de financiële baten (referentieaannname van 50 €/ton CO<sub>2</sub> voor ETS2).

Ook zal de verlaagde aardgasvraag gepaard gaan met lagere stikstofuitstoot, waardoor minder stikstofruimte nodig is. Afhankelijk van de dimensionering van de warmtepomp en warmteopslag kan de uitstoot zelfs bijna geheel worden geëlimineerd. Ook dit vergroot de haalbaarheid van de realisatie van een nieuw warmtenet.

## *Baat 3: Warmteopslag reduceert curtailment uit hernieuwbare opwek*

Door opslag neemt de hoeveelheid anders gecurtailde stroom ook af met 150% tot ruim 200%. Bij de tweede casus, wat een middelgroot warmtenet betreft met circa 3.5 duizend woningen, wordt ruim 300 MWh aan elektriciteit minder gecurtaild door de toevoeging van warmteopslag. Dit is equivalent aan een zonnepark van ongeveer 0.35 MWp, of honderd woningen bij 3.5 kWp per woning.

Door warmteopslag zijn er dus minder wind- en zonneparken nodig om duurzaamheidsdoelen te bereiken. Ook zal de businesscase van bestaande wind- en zonneparken verbeteren doordat er door warmteopslag afnemers bij komen op de momenten dat er anders overschotten zouden zijn.

*Baat 4: Een warmtenet met warmteopslag is in staat netbelasting te verlagen, maar de voorgestelde korting op nettarieven dekt de meerkosten niet*

Met behulp van warmteopslag kan een warmtenet worden aangesloten op het elektriciteitsnet met een zogenaamde non-firm ATO. Er is dan geen extra netcapaciteit nodig voor de warmtepomp (of e-boiler). Gegeven de huidige schaarse netcapaciteit kan dit mogelijk de enige manier zijn waarop een aansluiting op het net mogelijk is. Doordat het warmtenet met warmteopslag een zeer flexibele vermogensvraag heeft, kan het warmtenet mogelijk worden aangemerkt als een zogenaamde 'congestie-verzachter'. Een congestie-verzachter komt hoger op de prioriteringslijst van de netbeheerder en zal dan ook eerder worden aangesloten dan partijen met een lagere prioriteit.<sup>19</sup>

Kosten en emissies stijgen echter wanneer wordt gekozen voor een non-firm ATO. Dit komt of door verhoging van de aardgasvraag en piekketel capaciteit, of door overdimensionering van power-to-heat en de warmteopslag. De door de ACM voorgestelde korting op nettarieven voor non-firm ATO's<sup>20</sup> bieden onvoldoende compensatie om deze meerkosten te dekken. Zeker als het tariefreguleringsregime niet de mogelijkheid biedt meerkosten door te berekenen aan de afnemer. Als het vanuit netbeheerders de bedoeling is dat de non-firm ATO financieel aantrekkelijk is voor onder andere investeerders in warmtenetten, zal de korting op de nettarieven aanzienlijk moeten stijgen.

Tot slot kan op basis van dit onderzoek niet met zekerheid worden geconcludeerd of het aansluiten van een warmtenet + opslag middels een non-firm ATO hogere of lagere maatschappelijke kosten met zich meebrengt in vergelijking met netverzwaring. Dit komt enerzijds doordat de kosten van netverzwaring moeilijk zijn in te schatten. Anderzijds komt dit doordat de meerkosten door een non-firm ATO sterk afhangt van de frequentie waarop transportbeperking daadwerkelijk door de netbeheerder afgeroepen. Wel kan worden geconcludeerd dat een warmtenet met een warmtepomp en piekketels aanzienlijk minder netcapaciteit vereist dan een wijk met alleen individuele warmtepompen.

*Een goed gedimensioneerd warmteopslagsysteem is een waardevolle toevoeging aan een warmtenet en geeft diverse financiële en maatschappelijke voordelen*

Doorgaans levert een relatief klein opslagsysteem al een relatief groot deel van de bovengenoemde baten. Deze baten nemen toe tot een bepaald optimum waarna met name de kosten daarna stijgen. Waar dit optimum ligt verschilt sterk per warmtenet en hangt ook af van de dimensionering van warmte opwek ten opzichte van de warmtevraag. In algemene zin is een goed gedimensioneerde warmteopslag een waardevolle toevoeging aan een warmtenet met diverse maatschappelijke voordelen.

---

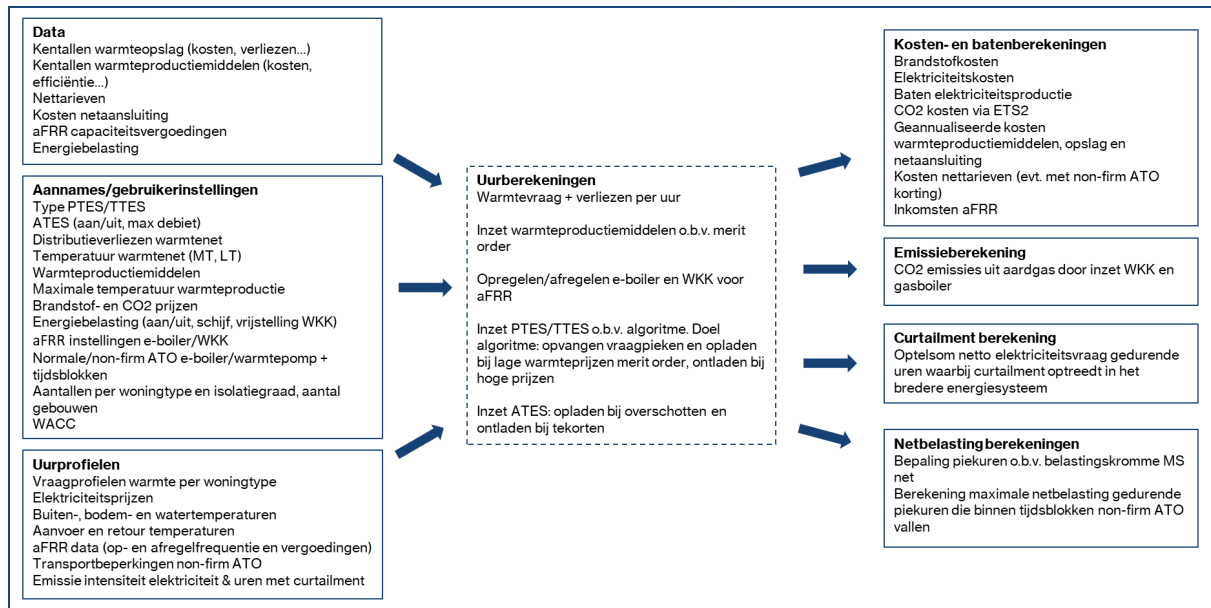
<sup>19</sup> ACM (2024), Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 12 april 2024, kenmerk ACM/UIT/605893 tot wijziging van de voorwaarden als bedoeld in artikel 31, eerste lid, onder a, juncto artikel 32, tweede lid, van de Elektriciteitswet 1998 betreffende de prioriteringsruimte bij transportverzoeken. Via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-12928.html>

<sup>20</sup> ACM (2024), Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 16 juli 2024, kenmerk ACM/UIT/619367 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikelen 27 en 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende alternatieve transportrechten. Via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-23594.html>



# Appendix 1: Technische documentatie

In deze appendix beschrijven we het rekenmodel dat is ontwikkeld en gebruikt om de analyse uit te voeren. Ook geven we een overzicht van de belangrijkste data en aannames die zijn gebruikt in het rekenmodel. Het onderstaande blokkenschema geeft een overzicht van de inputs die het model ingaan en de outputs die worden berekend.



Figuur 25: Blokkenschema met de inputs en outputs van het rekenmodel.

## Merit order inzet warmteproductiemiddelen

De inzet van warmteproductiemiddelen wordt op uurbasis bepaald op basis van kosten. In andere woorden, elk uur wordt het warmteproductiemiddel ingezet met de laagste marginale productiekosten. Als na inzet hiervan nog niet is voldaan aan de vraag wordt het op één na goedkoopste warmteproductiemiddel ingezet enzovoorts.

Geothermie heeft altijd de laagste marginale kosten omdat er, op pompenergie na, nauwelijks kosten hoeven te worden gemaakt voor de productie van een extra eenheid warmte. Welk middel na geothermie wordt ingezet hangt onder andere af van de elektricietsprijzen, brandstofprijzen, belastingen en de hoogte van de CO<sub>2</sub> heffing. Bij lagere elektricietsprijzen wordt eerst de warmtepomp ingezet en daarna de e-boiler. De warmtepomp gaat voor door de hogere efficiëntie. Bij hogere elektricietsprijzen wordt inzet van de WKK aantrekkelijker omdat deze naast warmte ook elektriciteit produceert. Bij lagere elektricietsprijzen gaat de gasboiler juist weer voor de WKK (maar na de warmtepomp en e-boiler). De marginale kosten voor warmteproductie worden berekend volgens de onderstaande formule. De start- en stopkosten voor de WKK zijn hierbij niet meegenomen.

$$\text{Marginale kosten} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}} \right] = \frac{\text{Kosten brandstof of elektriciteit} + \text{belasting} + \text{CO}_2 \text{ heffing}}{\text{Efficiëntie warmteproductiemiddel}} - \text{inkomsten e - productie}$$

Ook kan in het rekenmodel worden gekozen voor baseload inzet van de warmtepomp. De warmtepomp zal dat geval niet op uurbasis afschakelen wanneer de marginale kosten tijdelijk hoger zijn dan die van de WKK en/of gasboiler. Deze optie is toegevoegd omdat het voor warmtepompen technisch niet altijd mogelijk of gunstig is om voor kortere periodes af- en op te schakelen. Daarnaast zal het afschakelen van de warmtepomp om prijsredenen ook resulteren in een hogere emissiefactor van het warmtenet. Om deze redenen is er in casus 2 en 3 gekozen om de warmtepomp als baseload productie in te zetten.

Of warmteproductiemiddelen überhaupt kunnen worden ingezet hangt uiteraard af van de warmteproductievermogens per middel dat in een casus is ingesteld. Het vermogen van de gasboilers kan niet worden ingesteld maar wordt door het rekenmodel zelf gekozen zodat er nooit een tekort aan warmte kan ontstaan. In andere woorden: het vermogen van de gasboiler hangt af van de warmtevraag, dimensionering van overige warmteproductiemiddelen en eventueel warmteopslag. In de volgende sectie gaan we verder in op warmteopslag.

## Strategie inzet warmteopslag

De inzet van warmteopslag dient in het rekenmodel twee doelen. Enerzijds het verlagen van brandstof-, CO<sub>2</sub> en elektriciteitskosten maar anderzijds ook om de benodigde gasboilercapaciteit te verlagen. Soms conflicteren deze doelen met elkaar.

Gasboilercapaciteit wordt verlaagd door de opslag altijd voldoende op te laden voordat een warmtevraagpiek zich voordoet. Hiervoor wordt in het model vooruitgekeken in de tijd. Dit zal in de praktijk ook gebeuren op basis van weersvoorspellingen, hetzij niet perfect wat wel mogelijk is in het model. De opslag zal vervolgens ontladen tijdens deze vraagpiek zodat er minder gasboilercapaciteit nodig is om de piek in te vullen.

Als de opslag niet wordt ingezet om vraagpieken af te toppen, zal deze worden ingezet om op te laden tijdens uren met lage marginale warmteprijsen. Dit zijn bijvoorbeeld momenten met lage elektriciteitsprijzen of met overschotten uit geothermie. Vervolgens wordt de opslag ontladen tijdens uren met hoge marginale warmteprijsen. Bij welke prijzen de warmteopslag precies laadt en ontladt wordt als volgt bepaald:

- 1) Opladen gebeurt als de marginale warmteprijs op enig moment lager is dan het 50<sup>ste</sup> percentiel van marginale warmteprijsen gedurende de komende 14 dagen.
- 2) Ontladen gebeurt als de marginale warmteprijs op enig moment hoger is dan het 80<sup>ste</sup> percentiel van marginale warmteprijsen gedurende de komende 14 dagen.

De bepaling van het percentiel en de tijdschhorizon is zo ingesteld dat deze leidt tot gunstige resultaten voor een breed scala aan warmteproductiemixen en warmteopslag varianten. De percentielen zijn in te stellen in de gebruikersinterface van het model.

De ATES wordt op een eenvoudigere manier ingezet. Deze laadt uitsluitend op bij warmteoverschotten uit geothermie en ontladt gedurende uren dat de warmtevraag hoger is dan de warmteproductie uit geothermie. Op- en ontladen van de ATES gaat voor dat van de TTES of PTES.

## Inzet WKK en/of e-boiler voor balanceringsdiensten

De WKK en e-boiler kunnen ook worden ingezet op de aFRR-up en aFRR-down markt. Deze markten hebben een capaciteitscomponent en een volumecomponent. Binnen de aFRR volumemarkten kunnen inkomsten worden gegenereerd door:

1. meer stroom te produceren met de WKK of minder af te nemen met de e-boiler wanneer vermogen moet worden opgeregeld (aFRR-up), of
2. minder stroom te produceren met de WKK of meer af te nemen met de e-boiler wanneer vermogen moet worden afgeregeld (aFRR-down).

Of, hoeveel en tegen welke prijs er op een gegeven uur vraag is naar aFRR-up of aFRR-down wordt gebaseerd op historische data van TenneT (zie Tabel 6). Deze tabel toont jaargemiddelde prijzen. In het rekenmodel wordt de data (beschikbaar op minuut-niveau) geaggregeerd tot uurniveau zodat deze kan worden gecombineerd met de overige uurberekeningen. We rekenen in dit rapport met 2021 aFRR data.

Tabel 6: Capaciteitsprijzen, volumeprijzen en regeltoestand voor aFRR-up en aFRR-down, op basis van recente historische data.

	aFRR-up capaciteits prijzen [€/MW/h]	aFRR-down capaciteits prijzen [€/MW/h]	aFRR-up volumeprijzen gemiddeld [€/MWh]	aFRR-down volumeprijzen gemiddeld [€/MWh]	Regeltoestand opregelen gemiddeld [%]	Regeltoestand afregelen gemiddeld [%]
2021	29.3	22.1	96.7	48.8	34%	39%
2022	106.1	89.5	223.4	111.0	44%	37%
2023	44.3	31.5	93.5	41.0	33%	37%

TenneT. Via: <https://www.tennet.org/bedrijfsvoering/ExporteerData.aspx>

In tegenstelling tot de aFRR volumemarkten vereisen de aFRR capaciteitsmarkten niet de daadwerkelijke inzet van de WKK en/of e-boiler, maar alleen de beschikbaarheid van deze middelen gedurende aaneengesloten tijdsperiodes van 4 uur.

Zowel de e-boiler en WKK kunnen uitsluitend warmteproductie verlagen, of beschikbaar zijn dit te doen voor de capaciteitsmarkten, wanneer;

- 1) de middelen op basis van de merit order en warmteopslag laadt- en ontladstrategie zouden worden ingezet,
- 2) maar deze warmteproductie niet nodig is om aan piekvraag te voldoen.

Het tegenovergestelde geldt voor het verhogen van warmteproductie.

Marktparticipanten in de aFRR capaciteitsmarkten worden betaald op basis van de hoogte van de eigen bieding, terwijl in de volumemarkten wordt uitbetaald op basis van de hoogste bieding die nodig is om de markt te laten sluiten. Als te hoog wordt geboden op de capaciteitsmarkt bestaat de kans dat de bieding niet wordt geaccepteerd. Echter resulteert een lagere bieding ook in lagere inkomsten. In het rekenmodel kan worden ingesteld welk percentage van de maximale uurlijkse capaciteitsprijs daadwerkelijk wordt uitbetaald (gemiddeld). De standaardinstelling staat op 50%, dit is ook het uitgangspunt dat is gebruikt in dit rapport.

## Warmtevraagprofielen

Voor de warmtevraagprofielen hebben we ons gebaseerd op de warmtevraagprofielen uit het Energie Transitie Model voor het weerjaar 2012<sup>21</sup>. Het weerjaar 2012 is ook gebruikt voor het IP2024 2035 ND scenario. Het is een genormaliseerd profiel voor de nuttige ruimteverwarming vraag per woningtype (vrijstaand, rijtjeshuis, halfvrijstaand en appartement) en isolatieniveau (laag, midden en hoog), in totaal dus 12 profielen. De isolatieniveaus corresponderen ook wel respectievelijk voor woningen tot 1965, tussen 1965 en 2005 en na 2005. Daarnaast is er een apart profiel voor tapwatervraag en een profiel voor utiliteitsbouw. In de documentatie van het ETM wordt in meer detail beschreven hoe deze profielen tot stand zijn gekomen<sup>22</sup>.

De tapwatervraag wordt niet toegevoegd bij een LT warmtenet. De temperatuur van het gemodelleerde LT warmtenet is namelijk niet toereikend om een minimale temperatuur van 55 graden op het tappunt te garanderen (NEN 1006). We nemen aan dat in een dergelijk warmtenet een aparte tapwatervoorziening wordt gebruikt die geen gebruik maakt van het warmtenet.

Het IP2024 2035 ND scenario beschrijft de gemiddelde warmtevraag voor ruimteverwarming per woningtype. Hierin zijn geprognostiseerde isolatiestappen al in meegenomen. We nemen deze gemiddelden per woningtype en isolatiestaat mee om met de vraagprofielen zowel een totale warmtevraag als een verdeling daarvan per type te hebben.

Tabel 7 toont de veronderstelde woningaantallen per casus. Deze woningaantallen zijn verdere invullingen van de casus schets (grootte warmtenet: groot/midden/klein en isolatieniveau woningen: hoog/midden/laag). Voor casus 2 is het Nederlandse gemiddelde aan woningverdeling en isolatieverdeling gehanteerd. Voor casus 1 en 3 zijn zelf getallen aangenomen dusdanig dat de verhouding geïsoleerd lager is voor casus 1 en hoger is voor casus 3 lag. Anderzijds is de stedelijkheid (appartementen en rijtjeshuizen) hoger voor casus 1 en lager voor casus 3, ten opzichte van het nationale gemiddelde van casus 2.

In het IP2024 2035 ND scenario is 16% van warmtevraag van woningen en 16% van de warmtevraag van utiliteit ingevuld door warmtenetten, 50 en 23 PJ respectievelijk. Dat betekent dat gemiddeld 31% van de warmtevraag van warmtenetten naar utiliteitsbouw gaat. Dit is het getal dat we gehanteerd hebben voor casus 1, omdat dit een groot warmtenet betreft. Voor casus 2 hanteren we de helft hiervan (15.5%), ervan uitgaande dat dit een residentieler gebied betreft/danwel minder grote utiliteit (e.g. ziekenhuizen) en meer kleine utiliteit (e.g. restaurants) bevat. Casus 3 betreft een woonwijk die geen utiliteitsaansluitingen heeft.

---

<sup>21</sup> [https://github.com/quintel/etdataset-public/tree/master/curves/demand/households/space\\_heating/data/nl/2012/output](https://github.com/quintel/etdataset-public/tree/master/curves/demand/households/space_heating/data/nl/2012/output)

<sup>22</sup> <https://docs.energytransitionmodel.com/main/heat-built-environment>

Tabel 7: Hoeveelheid woningen per type en isolatiegraad en hoeveelheid gebouwen aangesloten aan de warmtenetten voor casus 1, 2 en 3.

Warmtevraag (aantal woningen/gebouwen)	Casus 1	Casus 2	Casus 3
	MT – incl. tapwater	MT – incl. tapwater	LT – excl. tapwater
Appartementen - goed geïsoleerd	270	330	80
Appartementen - slecht geïsoleerd	1350	362	
Appartementen - gemiddeld geïsoleerd	1800	538	
Vrijstaand - goed geïsoleerd	18	101	60
Vrijstaand - slecht geïsoleerd	135	167	
Vrijstaand - gemiddeld geïsoleerd	180	188	
Halfvrijstaand - goed geïsoleerd	36	161	80
Halfvrijstaand - slecht geïsoleerd	360	234	
Halfvrijstaand - gemiddeld geïsoleerd	450	368	
Rijtjeshuis - goed geïsoleerd		225	130
Rijtjeshuis slecht geïsoleerd	1800	254	
Rijtjeshuis - gemiddeld geïsoleerd	2700	574	
Gebouwen	960	140	
Totaal	10059	3640	350

Tabel 8: Warmtevraag verdeeld naar isolatiegraad per casus.

Vraagprofiel	hoge isolatie (>2005)	lage isolatie (<1965)	medium isolatie (1965<bj<2005)
Casus 1	4%	40%	56%
Casus 2	23%	29%	48%
Casus 3	100%	0%	0%

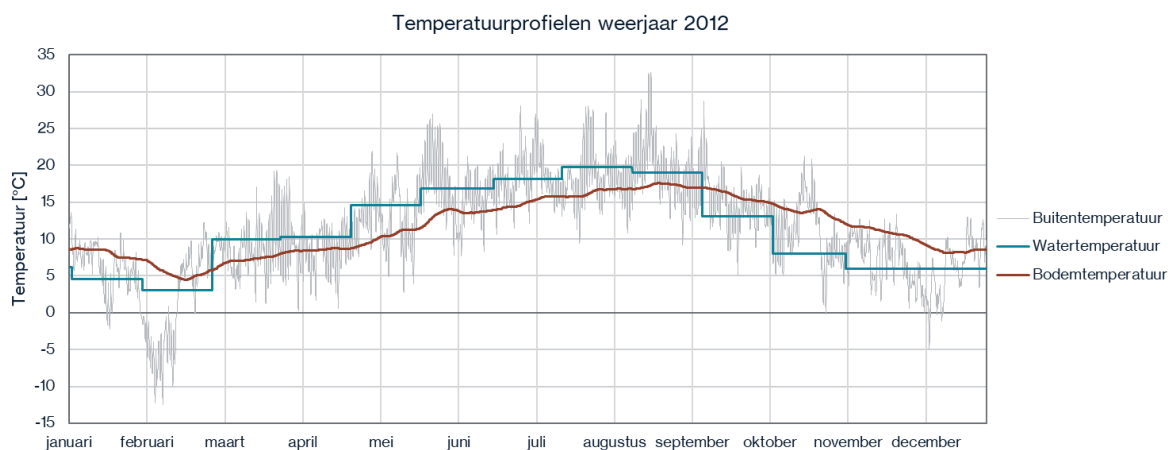
Tabel 9: Warmtevraag verdeeld naar woningtype per casus.

Woningtype aandeel per casus	appartement	vrijstaand	halfvrijstaand	rijtjes
Casus 1	38%	4%	9%	49%
Casus 2	35%	13%	22%	30%
Casus 3	23%	17%	23%	37%

# Temperatuurprofielen

Er zijn drie verschillende temperatuurprofielen gebruikt in het rekenmodel; de buitentemperatuur, oppervlaktewatertemperatuur en de bodemtemperatuur. De eerste twee profielen worden gebruikt om de COP van warmtepompen uit te rekenen (buitenlucht voor lucht/water en oppervlaktewater voor aquathermie). De bodemtemperatuur wordt gebruikt om de verdeling van warmteverliezen in het warmtenet door het jaar heen uit te rekenen. De temperatuurprofielen zijn allen gebaseerd op het weerjaar 2012 en zijn weergegeven in Figuur 26.

De profielen van de aanvoer en retourtemperatuur van het warmtenet wordt berekend op basis van de buitentemperatuur in combinatie met de curves getoond in Figuur 27. Deze curves zijn gebaseerd op aannames. Hierbij wordt voor MT-netten een minimaanvoer temperatuur van 60 °C gehanteerd om zo te kunnen voldoen aan een minimale aflevertemperatuur van 55 °C voor tapwater.



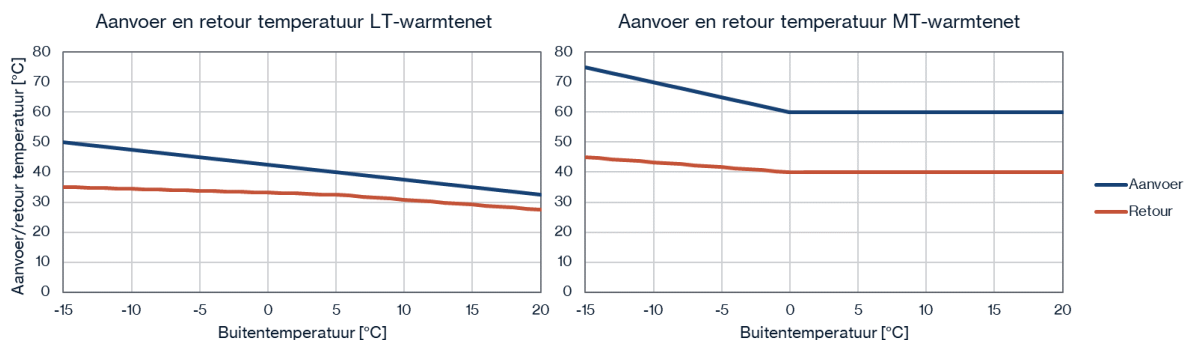
Figuur 26: Buiten-, water- en bodemtemperatuur voor het weerjaar 2012.

Buitentemperatuur: IP2024 2035 ND scenario netbeheerders in het Energie Transitie Model. Via:

[https://energytransitionmodel.com/saved\\_scenarios/14390](https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14390)

Waternatuur: Rijkswaterstaat, Waterinfo (Houtribhoek). Via: <https://waterinfo.rws.nl/#/nav/index>

Buitentemperatuur: KNMI, Bodemtemperaturen (De Bilt). Via: <https://www.knmi.nl/nederland-nu/klimatologie/bodemtemperaturen>



Figuur 27: Aanvoer- en retourtemperaturen van het LT en MT warmtenet, gebaseerd op aannames.

# Techno-economische parameters opslag en warmteproductiemiddelen

## WACC

Tabel 10: WACC die wordt gebruikt voor verdiscontering investeringskosten.

WACC	4%
------	----

## ATES

Tabel 11: Techno-economische parameters ATES.

	ATES
Volume [m <sup>3</sup> ]	onbeperkt <sup>1</sup>
CAPEX vast [k€]	-
CAPEX [€/kW <sub>th</sub> ]	150 <sup>2</sup>
OPEX [% van CAPEX]	3% <sup>2</sup>
Levensduur [jaar]	30 <sup>2</sup>
Warmteverlies [% per dag]	0.20% <sup>3</sup>
Opslagtemperatuur [°C]	80 <sup>4</sup>
Max invoer/uitvoer [MW <sub>th</sub> ]	variabel
Elektriciteitsverbruik [kWh elektrisch/m <sup>3</sup> water]	0.40 <sup>5</sup>

<sup>1</sup> Aanname dat aquifer volume geen beperkende factor zal spelen, maar dat deze toereikend is om warmteoverschotten op te vangen gegeven een door ons in te stellen in/uitvoer vermogen.

<sup>2</sup> CE Delft (2023), Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Via: [https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE\\_Delft\\_220325\\_P2H\\_en\\_Warmteopslag\\_Warmtenetten\\_Def.pdf](https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE_Delft_220325_P2H_en_Warmteopslag_Warmtenetten_Def.pdf)

<sup>3</sup> Zodanig gekozen dat systeemefficiëntie van 70% op jaar basis wordt benaderd. 70% is een conservatieve schatting voor de na 6-10 jaar te behalen systeemefficiëntie door de ATES in Middenmeer, zie: <http://www.geothermica.eu/media/ates/8.2.12.-Fieldtrip-ECW-Middenmeer-HT-ATES-2023-04-20.pdf>

<sup>4</sup> Daadwerkelijke maximale temperatuur ATES kan hoger liggen dan 80 °C maar in de modellering zal worden uitgegaan van 80 °C omdat dit gelijk is aan de door ons gekozen temperatuur van geleverde warmte uit warmteproductiemiddelen (geothermie, warmtepomp, WKK, gasboiler en e-boiler).

<sup>5</sup> Persoonlijke communicatie met Henk van Oeveren, Ennatuurlijk Aardwarmte

## TTES

Tabel 12: Techno-economische parameters TTES bovengronds.

	TTES bovengronds 5,000 m <sup>3</sup> (open systeem)	TTES bovengronds 3,000 m <sup>3</sup> (open systeem)	TTES bovengronds 1,000 m <sup>3</sup> (open systeem)	TTES bovengronds 250 m <sup>3</sup> (open systeem)
Volume [m <sup>3</sup> ]	5,000	3,000	1,000	250
CAPEX [€/m <sup>3</sup> ]	250 <sup>1</sup>	378 <sup>1</sup>	668 <sup>1</sup>	1035 <sup>1</sup>
CAPEX [€/kW <sub>th</sub> ]	gratis door open verbinding	gratis door open verbinding	gratis door open verbinding	gratis door open verbinding
OPEX [% van CAPEX]	0.5% <sup>2</sup>	0.5% <sup>2</sup>	0.5% <sup>2</sup>	0.5% <sup>2</sup>
Levensduur [jaar]	30 <sup>1</sup>	30 <sup>1</sup>	30 <sup>1</sup>	30 <sup>1</sup>
Warmteverlies [% per dag]	1.5% <sup>1</sup>	1.8% <sup>1</sup>	2.5% <sup>1</sup>	4.2% <sup>1</sup>
Opslagtemperatuur [°C]	80 <sup>3</sup>	80 <sup>3</sup>	80 <sup>3</sup>	80 <sup>3</sup>
Max invoer/uitvoer [MW <sub>th</sub> ]	onbeperkt door open verbinding	onbeperkt door open verbinding	onbeperkt door open verbinding	onbeperkt door open verbinding

<sup>1</sup> Persoonlijke communicatie met Ruud van den Bosch, De Blauwe Feniks

<sup>2</sup> CE Delft (2023), Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Via: [https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE\\_Delft\\_220325\\_P2H\\_en\\_Warmteopslag\\_Warmtenetten\\_Def.pdf](https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE_Delft_220325_P2H_en_Warmteopslag_Warmtenetten_Def.pdf)

<sup>3</sup> Daadwerkelijke maximale temperatuur TTES ligt hoger dan 80 °C maar zal in de modellering geen rol spelen omdat maximale temperatuur wordt bepaald door de door ons gekozen temperatuur van geleverde warmte uit warmteproductiemiddelen (geothermie, warmtepomp, WKK, gasboiler en e-boiler) van 80 °C

Tabel 13: Techno-economische parameters TTES ondergronds.

	TTES ondergronds 98,000 m <sup>3</sup> (gesloten systeem)	TTES ondergronds 20,000 m <sup>3</sup> (gesloten systeem)
Volume [m <sup>3</sup> ]	98,000	20,000
CAPEX [€/m <sup>3</sup> ]	150 <sup>1</sup>	280 <sup>1</sup>
CAPEX [€/kW <sub>th</sub> ]	verrekend met €/m <sup>3</sup> prijs	verrekend met €/m <sup>3</sup> prijs
OPEX [% van CAPEX]	0.4% <sup>1</sup>	0.3% <sup>1</sup>
Levensduur [jaar]	50 <sup>1</sup>	50 <sup>1</sup>
Warmteverlies [% per dag]	0.023% <sup>1</sup>	0.041% <sup>1</sup>
Opslagtemperatuur [°C]	80 <sup>2</sup>	80 <sup>2</sup>
Max invoer/uitvoer [MW <sub>th</sub> ]	17 <sup>1</sup>	17 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Ecovat (2021), Ecovat productinformatie. Via: <https://www.npex.nl/wp-content/uploads/2021/01/Ecovat-productinformatie-2021.pdf>

<sup>2</sup> Daadwerkelijke maximale temperatuur TTES ligt hoger dan 80 °C maar zal in de modellering geen rol spelen omdat maximale temperatuur wordt bepaald door de door ons gekozen temperatuur van geleverde warmte uit warmteproductiemiddelen (geothermie, warmtepomp, WKK, gasboiler en e-boiler) van 80 °C



## PTES

Tabel 14: Techno-economische parameters PTES bovengronds.

	PTES bovengronds 5,000 m <sup>3</sup> (open systeem)	PTES bovengronds 3,000 m <sup>3</sup> (open systeem)	PTES bovengronds 1,000 m <sup>3</sup> (open systeem)	PTES bovengronds 250 m <sup>3</sup> (open systeem)
Volume [m <sup>3</sup> ]	5,000	3,000	1,000	250
CAPEX [€/m <sup>3</sup> ]	250 <sup>1</sup>	275 <sup>1</sup>	400 <sup>1</sup>	475 <sup>1</sup>
CAPEX [€/kW <sub>th</sub> ]	36 <sup>1</sup>	36 <sup>1</sup>	65 <sup>1</sup>	65 <sup>1</sup>
OPEX [% van CAPEX]	0.7% <sup>1</sup>	0.7% <sup>1</sup>	0.7% <sup>1</sup>	0.7% <sup>1</sup>
Levensduur [jaar]	30 <sup>2</sup>	30 <sup>2</sup>	30 <sup>2</sup>	30 <sup>2</sup>
Warmteverlies [% per dag]	0.12% <sup>1</sup>	0.15% <sup>1</sup>	0.18% <sup>1</sup>	0.32% <sup>1</sup>
Opslagtemperatuur [°C]	80 <sup>3</sup>	80 <sup>3</sup>	80 <sup>3</sup>	80 <sup>3</sup>
Max invoer/uitvoer [MW <sub>th</sub> ]	variabel	variabel	variabel	variabel

<sup>1</sup> Persoonlijke communicatie met Siebe Geerts, HoCoSto

<sup>2</sup> CE Delft (2023), Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Via: [https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE\\_Delft\\_220325\\_P2H\\_en\\_Warmteopslag\\_Warmtenetten\\_Def.pdf](https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE_Delft_220325_P2H_en_Warmteopslag_Warmtenetten_Def.pdf)

<sup>3</sup> Daadwerkelijke maximale temperatuur PTES ligt hoger dan 80 °C maar zal in de modellering geen rol spelen omdat maximale temperatuur wordt bepaald door de door ons gekozen temperatuur van geleverde warmte uit warmteproductiemiddelen (geothermie, warmtepomp, WKK, gasboiler en e-boiler) van 80 °C

Tabel 15: Techno-economische parameters warmteproductiemiddelen.

	Lucht/water warmtepomp	Lucht/water warmtepomp residentieel	Water/water warmtepomp	E- boiler	WKK	Gasboiler	Diepe geothermie
COP <sub>e</sub>					35% <sup>1</sup>		
COP <sub>th</sub>				99% <sup>1</sup>	50% <sup>1</sup>	93% <sup>6</sup>	
Systeemefficiëntie [COP/COP <sub>carnot</sub> ]	60% <sup>1</sup>	40% <sup>1</sup>	60% <sup>1</sup>				
CAPEX [€/kW <sub>th</sub> ]	1806 <sup>2</sup>		1536 <sup>3</sup>	257 <sup>4</sup>	1300 <sup>5</sup>	135 <sup>6</sup>	1423 <sup>7</sup>
OPEX [%/CAPEX/jaar]	6% <sup>2</sup>		3% <sup>3</sup>	3% <sup>4</sup>	3% <sup>1</sup>	3% <sup>6</sup>	7% <sup>7</sup>
Levensduur [jaar]	25 <sup>1</sup>		25 <sup>1</sup>	25 <sup>1</sup>	25 <sup>1</sup>	25 <sup>1</sup>	25 <sup>1</sup>
Elektriciteitsverbruik [MWh <sub>e</sub> /MWh <sub>th</sub> ]							0.05 <sup>7</sup>

<sup>1</sup> Aanname

<sup>2</sup> PBL (2024), EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2024 [Luchtwaterwarmtepomp naar middentemperatuur, gebouwde Omgeving]. Via: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-03/pbl-2024-eindadvies-sde-plus-plus-2024-5040.pdf>

<sup>3</sup> PBL (2024), EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2024 [Aquathermie – basislast, zonder WKO]. Via: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-03/pbl-2024-eindadvies-sde-plus-plus-2024-5040.pdf>

<sup>4</sup> PBL (2024), EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2024 [grootschalige elektrische boiler]. Via: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-03/pbl-2024-eindadvies-sde-plus-plus-2024-5040.pdf>

<sup>5</sup> CE Delft (2022), Warmtenetten in Vesta MAIS. Via: [https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2022/11/CE\\_Delft\\_210347\\_Warmtenetten-in-Vesta-MAIS\\_DEF.pdf](https://cedelft.eu/wp-content/uploads/sites/2/2022/11/CE_Delft_210347_Warmtenetten-in-Vesta-MAIS_DEF.pdf)

<sup>6</sup> CE Delft (2023), Power-to-Heat en warmteopslag in warmtenetten. Via: [https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE\\_Delft\\_220325\\_P2H\\_en\\_Warmteopslag\\_Warmtenetten\\_Def.pdf](https://ce.nl/wp-content/uploads/2023/03/CE_Delft_220325_P2H_en_Warmteopslag_Warmtenetten_Def.pdf)

<sup>7</sup> PBL (2024), EINDADVIES BASISBEDRAGEN SDE++ 2024 [Diepe geothermie (basislast) 12-20 MWth]. Via: <https://www.pbl.nl/system/files/document/2024-03/pbl-2024-eindadvies-sde-plus-plus-2024-5040.pdf>

## Energieprijzen en belasting

Tabel 16: Aardgasprijs, gemiddelde elektriciteitsprijs en belastingniveau's.

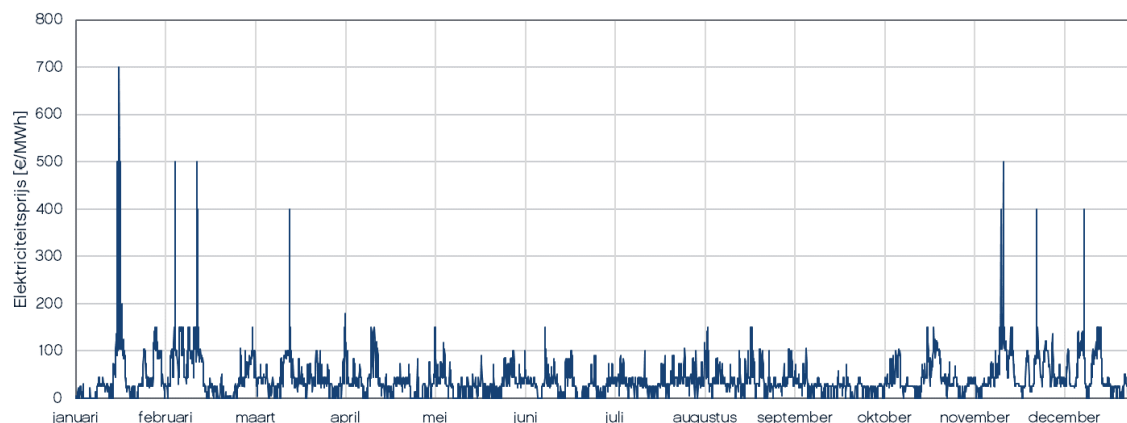
	Prijsniveau
Aardgasprijs [€/MWh]	35 <sup>1</sup>
Belasting aardgas 0-800 m <sup>3</sup> [€/m <sup>3</sup> ]	0.4898 <sup>2</sup>
Belasting aardgas 801-170.000 m <sup>3</sup> [€/m <sup>3</sup> ]	0.743 <sup>2</sup>
Belasting aardgas 170.001-1 mln. m <sup>3</sup> [€/m <sup>3</sup> ]	0.578 <sup>2</sup>
Belasting aardgas 1-10 mln. m <sup>3</sup> [€/m <sup>3</sup> ]	0.455 <sup>2</sup>
Belasting aardgas >10 mln. m <sup>3</sup> [€/m <sup>3</sup> ]	0.072 <sup>2</sup>
Vrijstelling energiebelasting WKK	afgebouwd
<hr/>	
Electriciteitsprijs gemiddeld [€/kWh]	0.042 <sup>1</sup>
Belasting elektriciteit 0-2900 kWh [€/kWh]	0.0659 <sup>2</sup>
Belasting elektriciteit 2901-10.000 kWh [€/kWh]	0.0659 <sup>2</sup>
Belasting elektriciteit 10.001-50.000 kWh [€/kWh]	0.03 <sup>2</sup>
Belasting elektriciteit 50.001-10 mln. kWh [€/kWh]	0.03 <sup>2</sup>
Belasting elektriciteit >10 mln. kWh [€/kWh]	0.0027 <sup>2</sup>
<hr/>	
CO <sub>2</sub> emissierechten ETS2 [€/ton]	50 <sup>3</sup>

<sup>1</sup> IP2024 2035 ND scenario netbeheerders in het Energie Transitie Model. Via: [https://energytransitionmodel.com/saved\\_scenarios/14390](https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14390)  
Het profiel van de elektriciteitsprijs op uurbasis is te zien in Figuur 28.

<sup>2</sup> O.b.v. voorgenomen energiebelastingen voor 2030 uit het Voorjaarsbesluitvorming Klimaat, 2023. Legenda Exceltabel Voorjaarspakket Klimaat. Via: <https://www.tweedekamer.nl/downloads/document?id=2023D18046>

<sup>3</sup> PBL (2023), Klimaat- en Energieverkenning 2023. Via: <https://www.pbl.nl/uploads/default/downloads/pbl-2023-klimaat-en-energieverkenning-2023-deel-1-5108.pdf>

Electriciteitsprijs IP2024 2035 NB scenario



Figuur 28: Uurlijkse elektriciteitsprijs o.b.v. het IP2024 2035 NB scenario.

## Netaansluiting en nettarieven

De kosten voor netaansluiting en nettarieven worden gebaseerd op de 2024 tarieven van de regionale netbeheerders (Liander, Stedin & Enexis), zie Tabel 17 en Tabel 18. Historische marktprijzen voor balanceringsdiensten (in dit onderzoek uitstluitend aFRR-up en aFRR-down voor 2021, 2022 en 2023), zijn afkomstig van TenneT, zie Tabel 6.

In het model kan worden gekozen of warmteproductiemiddelen een netaansluiting delen of op een eigen netaansluiting zijn aangesloten. De standaardaanname is dat geothermie een eigen netaansluiting heeft en de andere warmteproductiemiddelen een netaansluiting delen.

Er kan korting worden behaald op de transporttarieven wanneer wordt gekozen voor een non-firm Aansluit- en Transportovereenkomst (ATO). We rekenen hierbij met een kortingsstructuur die is beschreven in een besluit van de ACM<sup>23</sup>. In paragraaf 3.2.4 van dit besluit wordt de korting als volgt beschreven:

“... korting wordt zo vormgegeven dat de aangeslotene alleen het tarief voor  $kW_{gecontracteerd}$  betaald voor de uren die de aangeslotene gecontracteerd heeft. Indien de tijdsblokken niet voor elke dag gelijk zijn, wordt het maandgemiddelde aangehouden. In formulevorm ziet dit er als volgt uit:  
 $kW_{gecontracteerd, tijdsblokgebonden} = t/24 * kW_{gecontracteerd, vast}$  waarbij  $t$  het (gemiddeld) aantal gecontracteerde uren per dag is.”

We hebben gekozen voor twee tijdsblokken per dag (weekdagen en weekenddagen), van 06:00 tot 10:00 en van 16:00 tot 19:00. Dit resulteert in een korting van  $7/24 = 29\%$  op het  $kW_{gecontracteerd}$  tarief. De frequentie dat transportcapaciteit daadwerkelijk wordt gekort binnen deze uren wordt in de analyse gevarieerd tussen 25% en 100%. De verdeling van deze uren door het jaar heen is gebaseerd op de belastingkromme op het middenspanningsnet in het IP2024 2035 ND scenario<sup>24</sup>. Waarbij uren met de hoogste gemiddelde belasting als eerst worden beperkt.

Tabel 17: Kosten netaansluiting, gemiddelde van Liander, Stedin en Enexis voor 2024.

Vermogen netaansluiting	Eenmalige aansluitvergoeding [€]	Periodieke aansluitvergoeding [€/jaar]
< 0.63 MW	23,880.85	1,042.65
> 0.63 & < 1 MW	31,008.04	967.98
> 1 & < 1.75 MW	45,876.54	1,282.25
> 1.75 & < 5 MW	301,500.19	5,380.68
> 5 & < 10 MW	399,657.03	9,837.10

Tabel 18: Transporttarieven, gemiddelde van Liander, Stedin en Enexis voor 2024.

	$kW_{gecontracteerd}$ [€/kW/maand]	$kW_{max}$ [€/kW/maand]	kWh hoog/laag [€/kWh]
<1.75 MW	2.1175	3.0641	0.0192
>1.75 MW	3.4291	4.5295	0.0000

Brondata voor Tabel 17 en Tabel 18:

<sup>1</sup> <https://www.stedin.net/-/media/project/online/files/tarieven/tarieven-2024/tarieven-2024-elektriciteit-grootverbruik.pdf>

<sup>2</sup> <https://www.liander.nl/-/media/files/tarieven/grootzakelijk/tarieven-2024/periodiek/tarieven-voor-aansluiting-en-transport-elektriciteit-grootverbruik-per-112024v10.pdf>

<sup>3</sup> <https://www.liander.nl/-/media/files/tarieven/grootzakelijk/tarieven-2024/eenmalig/eenmalige-tarieven-electriciteit-gv-per-112024v10.pdf>

<sup>4</sup> <https://www.enexis.nl/-/media/enexis-nl/pdf-documents/tarieven/tarieven-grootzakelijk/2024/maandelijks-elektriciteit-grootverbruik-01012024.pdf>

<sup>5</sup> <https://www.enexis.nl/zakelijk/aansluitingen/nieuwe-aansluiting-aanvragen/tarieven-nieuwe-aansluiting>

<sup>23</sup> ACM (2024), Besluit van de Autoriteit Consument en Markt van 16 juli 2024, kenmerk ACM/UIT/619367 tot wijziging van de tariefstructuren en voorwaarden als bedoeld in artikelen 27 en 31 van de Elektriciteitswet 1998 betreffende alternatieve transportrechten. Via: <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/stcrt-2024-23594.html>

<sup>24</sup> IP2024 2035 ND scenario netbeheerders in het Energie Transitie Model. Via: [https://energytransitionmodel.com/saved\\_scenarios/14390](https://energytransitionmodel.com/saved_scenarios/14390)

## Appendix 2: Samenstelling Stuurgroep en Klankbordgroep

De volgende personen maakten deel uit van de Klankbordgroep voor dit traject. De eerste vier personen maakten ook deel uit van de vaste stuurgroep.

Naam	Organisatie
Mia Djuretic	Invest-NL
Max Verbaas	Invest-NL
Jeroen Neefs	Energy Storage NL
Sacha Schmitter	Energy Storage NL
Siebe Geerts	Hocosto
Caspar Boedermaker	BNG Bank
Ruud Cuypers	TNO
Lars Kleyn Winkel	Ministerie van Klimaat en Groene Groei
Harold Hofenk	Triodos
Gertjan Linthorst	Linthorst Techniek
Lei Thewessem	Eneco
Michel Bijlsma	Stedin
Simon Goes	Firan
Wendy Dubbeld	Warmtenetwerk