

Baten van vraagsturing in warmtenetten

Sandra Wijnant (Saxion) en Marijke Menkveld (TNO)
19 januari 2023



Sandra Wijnant (Saxion) en Marijke Menkveld (TNO)
19 januari 2023

Review: Richard van Leeuwen (Saxion) en Ivo Pothof (Deltares)

Dit project is uitgevoerd als onderdeel van het Innovatieplan WarmingUP. Dit is mede mogelijk gemaakt door subsidie van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO) in het kader van de subsidieregeling Meerjarige Missiegedreven Innovatie Programma's (MMIP), bij RVO bekend onder projectnummer TEUE819001. WarmingUP geeft invulling aan MMIP-4 – Duurzame warmte en koude in gebouwde omgeving en levert daarmee een bijdrage aan Missie B – Een CO₂-vrije gebouwde omgeving in 2050.

[Projectnummer](#)
TNO 060.43187

[Keywords](#)
Vraagsturing warmtenetten

[Jaar van publicatie](#)
2023

[Meer informatie](#)
Sandra Wijnant
T 06 57200785
E s.i.wijnant@saxion.nl

Januari 2023 ©

Alle rechten voorbehouden. Niets uit deze uitgave mag worden vervoelvoudigd, opgeslagen in een geautomatiseerd gegevens bestand, of openbaar gemaakt, in enige vorm of op enige wijze, hetzij elektronisch, mechanisch, door fotokopieën, opnamen, of enig andere manier, zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van de uitgever.

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave	3
1 Inleiding	8
2 Methode bepalen baten vraagsturing	10
2.1 Mogelijkheden voor vraagsturing	10
2.2 Effecten van verlagen piekvraag door “loadshifting”	11
2.2.1 Gevolgen loadshifting voor verbruiksprofiel	12
2.2.2 Effect verlagen piekvraag op pompenergie	14
2.2.3 Effect verlagen piekvraag op bronnenmix	16
2.2.4 Effect verlagen piekvraag op aantal aansluitingen en investeringen	18
2.2.5 Effect verlagen piekvraag op dimensionering nieuw warmtenet	18
2.3 Effect verlagen retour temperatuur	19
2.3.1 Effect verlagen retourtemperatuur op warmteverlies	20
2.3.2 Effect verlagen retourtemperatuur op pompenergie	20
2.3.3 Effect verlagen retourtemperatuur op aantal aansluitingen	21
3 Uitwerking voorbeeld case	22
3.1 Gegevens wijk met warmtenet	22
3.1.1 Verbruiksgegevens van het warmtenet	22
3.1.2 Warmteverlies in de leidingen van het warmtenet	23
3.1.3 Warmtebronnen	24
3.2 Baten verlagen piekvraag	24
3.2.1 Baten minder pompenergie door verlagen piekvraag	24
3.2.2 Baten gewijzigde bronnenmix door verlagen piekvraag	25
3.2.3 Extra aansluitingen door verlagen piekvraag	31
3.2.4 Baten lagere investeringskosten nieuw warmtenet door verlagen piekvraag	32
3.3 Baten verlagen retourtemperatuur	33
3.3.1 Baten minder warmteverlies door verlagen retourtemperatuur	33
3.3.2 Baten minder pompenergie door verlagen retourtemperatuur	34
3.3.3 Totale baten verlagen retourtemperatuur	36
3.3.4 Extra aansluitingen door verlagen retourtemperatuur	36
3.3.5 Verbetering efficiency bronnen door verlagen retourtemperatuur	37
4 Discussie	39
4.1 Verschuiving van het vraagprofiel	39
4.2 Kenmerken van de voorbeeldcase	40
4.3 Validiteit van het vraagpatroon	40
4.4 Baten verlagen retour temperatuur	42
4.5 Effect van maximale peak shaving	44
4.6 Vergelijking met buitenlandse studies	48
4.7 Toekomstige warmtenetten	49

4.7.1	Vraagsturing in lage temperatuur netten	49
4.7.2	Vraagsturing in midden temperatuurnetten met een geothermie bron	51
5 Conclusies en aanbevelingen		54
5.1	Conclusies	54
5.2	Aanbevelingen	59
Referenties		62
Bijlage 1 Kosten warmteproductie		63
Bijlage 2 Effect verlagen piekvraag op warmteverlies		66
Bijlage 3 Pomp energie distributienet		69
Bijlage 4 Warmteverlies leidingen		70
Bijlage 5 Bronnenmix		71
Bijlage 6 Rendement HR ketel		72
Bijlage 7 Warmtenet generaties		73

Samenvatting

Dit rapport kwantificeert de baten van vraagsturing in een warmtenet. Vraagsturing in warmtenetten richt zich op het verlagen van de piekvraag of het verlagen van de retourtemperatuur in een warmtenet. Dat kan via regeltechniek door de warmteleverancier (centrale sturing) of door de gebruiker zelf daartoe aangezet door communicatie of variabele tarieven (decentrale sturing). De studie heeft betrekking op hoog en midden temperatuur warmtenetten, waar ook tapwater wordt geleverd aan de woningen. Er wordt alleen gekeken naar het effect van vraagsturing van ruimteverwarming, en niet van tapwater.

Voorbeeldcase

De baten van vraagsturing zijn berekend voor een op de praktijk gebaseerde voorbeeldcase. De voorbeeldcase betreft een wijk met ruim 4500 woningen gebouwd na het jaar 2000, bestaande uit 30% meergezinswoningen en 70 % eengezinswoningen. Met de warmteprofielengenerator van TNO is een vraagprofiel berekend voor de wijk. Bij verlagen van de piekvraag is de vraag gedurende de piek verlaagd door al een uur eerder te starten met verwarmen en is zo een nieuw vraagprofiel berekend. Bij verlaging van de retourtemperatuur is verondersteld dat vraagsturing leidt tot een 5 graden lagere retourtemperatuur.

De warmte in de voorbeeldcase wordt geleverd door een bronnenmix gebaseerd op het gemiddelde van de warmtebronnen in de warmtenetten van Vattenfall en Eneco in Amsterdam, Rotterdam, Utrecht en Den Haag. Daarbij maken we onderscheid tussen een bronnenmix waarbij de basiswarmte wordt geleverd door de aftapwarmte van een gasgestookte elektriciteitscentrale en een bronnenmix waarvan de basis wordt geleverd door een AVI. In beide gevallen wordt de warmteproductie aangevuld met restwarmte, biomassa en gasgestookte hulpketels. De kosten van warmteproductie per bron zijn berekend door TNO en niet geverifieerd met de betreffende warmteleveranciers.

Loadshifting met 1 uur leidt tot 20% lagere piekvraag, kostenbesparing door verschuiving bronnenmix en minder pompenergie

Door het verlagen van de piekvraag in een warmtenet via loadshifting, het verschuiven van de warmtevraag naar momenten buiten de piek, kan een warmteleverancier besparen op operationele kosten door een andere inzet van warmtebronnen die goedkoper en duurzamer zijn. Als uitgegaan wordt van een uur eerder verwarmen, leidt dit tot een daling van de piek met 20 %. Ook leidt een lagere piekvraag tot een lagere flow en minder pompenergie bij een gelijkblijvend verschil tussen aanvoer- en retourtemperatuur in het warmtenet, of tot een lagere aanvoertemperatuur en minder warmteverlies. Bij een constante temperatuur in het warmtenet leidt een lagere piekvraag tot 20% minder pompenergie vanwege een lagere flow.

Een andere bronnenmix en minder pompenergie door loadshifting leidt tot een besparing van 5 tot 9% op brandstofkosten en kosten voor inkoop van warmte. Dat zijn twee tientjes per woning per jaar, voor een warmtenet met 5000 woningen een kleine 100.000 euro per jaar. De besparing is afhankelijk van de bronnenmix en van de prijzen van de diverse bronnen per gigajoule. Omdat loadshifting zorgt voor minder gebruik van gasgestookte hulpketels is ook de aardgasprijs in de komende jaren van belang. In dit rapport rekenen we met 74 eurocent per m³ aardgas. Wanneer de aardgasprijs hoger is, zullen ook de baten hoger zijn.

In een toekomstige bronnenmix met geothermie zal geothermie als basislast worden ingezet. Vraagsturing heeft dan geen effect op de inzet van geothermie maar op de inzet van andere

bronnen in de bronnenmix, zoals restwarmte, biomassa of groen gas. De inzet van de geothermiebron wordt bepaald door het seizoenseffect en wordt nauwelijks beïnvloed door vraagsturing op uurlijkse basis. Het aantal draaiuren van een geothermiebron kan beïnvloed worden door gebruik van een seizoensbuffer in de vorm van warmteopslag in de bodem.

De verschuiving in de bronnenmix leidt tot een CO₂-reductie van 7 tot 16% ten opzichte van situatie zonder loadshifting. Wanneer de hulpketels onder het emissiehandelssysteem vallen, levert dat ook een besparing op aan emissierechten van enkele tienduizenden euro's per warmtenet.

Loadshifting bespaart investeringen in hulpketels of maakt uitbreiding warmtenet mogelijk

Wanneer minder inzet van hulpketels nodig is, kan op termijn ook worden bespaard op investeringskosten in hulpketel capaciteit, dat bespaart zo'n 800 duizend euro voor een warmtenet met 5000 woningen. Verlaging van de piekvraag leidt ook tot mogelijkheden van uitbreiding van een bestaand warmtenet (met 25 % meer woningen) zonder investeringen in warmteproductiecapaciteit. De baten zijn dan de extra opbrengst uit warmteverkoop minus de kosten voor aansluiting van die woningen. Door toepassen van vraagsturing kunnen nieuwe warmtenetten, piek- en back-up voorzieningen kleiner worden gedimensioneerd, dat scheelt al gauw enkele miljoenen euro's in aanlegkosten. Het is wel aan te bevelen om dan eerst bij bestaande netten in de praktijk ervaring op te doen in de praktijk, om zeker te zijn dat het goed werkt.

Meer baten mogelijk met maximale peakshaving richting constant vraagpatroon per dag

Bij het toepassen van maximale peakshaving, een vraagpatroon dat per dag constant is, kunnen de baten door een andere bronnenmix nog eens 1,5 tot 3 keer zo groot zijn, variërend van 30 €/jaar per woning tot ca 70 €/jaar per woning. Dit kan bijvoorbeeld optreden als de woningen vloerverwarming hebben. Vaak gaat dit gepaard met lage temperatuur warmtenetten. In dat geval moeten de woningen dan wel voldoende isolatie hebben. De aanvoertemperatuur in het warmtenet kan dan ook omlaag. Dit brengt additionele voordelen met zich mee: minder warmteverliezen en daarnaast zijn andere lage temperatuur bronnen mogelijk.

Ook baten bij beperkte vraagsturing

Als er dagelijks wordt ingegrepen in het vraagprofiel dan is de impact voor de klant relatief groot. Een andere mogelijkheid is om slechts in te grijpen bij koude winterdagen. Uit de analyse van de meetdata bleek dat in 2019 slechts 9 winterochtend waren waarbij er echt sprake is van maximale piekvraag. Ook als op deze 9 dagen vraagsturing wordt toegepast, dan kan de piek gereduceerd worden. Als de warmteleveranciers dit doen, dan zijn er ook investeringsbaten te behalen: reductie in investeringen van piek ketels of een toename van huisaansluitingen op het warmtenet. De baten voor reductie van operationele kosten zal verwaarloosbaar zijn, omdat de loadshifting slechts gedurende de ochtend op 9 dagen plaatsvindt.

Verlagen retourtemperatuur met 5 °C vermindert warmteverlies en verbetert efficiency bronnen, bespaart op warmteproductie of warmte-inkoop en bespaart op pompenergie

Bij een 5 °C lagere retourtemperatuur vermindert het warmteverlies met 3%. Omdat er gemiddeld 25% warmteverlies is in een warmtenet, kan dan jaarlijks 1 % van de totale kosten voor de inkoop of productie van warmte worden bespaard, enkele tienduizenden euro's per jaar en een paar euro per woning per jaar. De vermindering van het warmteverlies leidt ook tot CO₂-reductie: 1% van de totale CO₂-emissie van de warmtelevering. Met een CO₂-prijs van 80 euro per ton gaat dat om een paar duizend euro voor dit warmtenet per jaar.

Bij een 5 °C lagere retourtemperatuur vermindert de benodigde pompenergie met 19%. Dit bespaart zo'n 9 duizend euro per jaar aan kosten voor elektriciteit, een paar euro per woning. De besparing op pompenergie door een lagere retourtemperatuur leidt ook tot CO₂-reductie per jaar, 1% van de totale CO₂-emissie van de warmtelevering.

Een 5 graden lagere retourtemperatuur leidt ook tot een hoger efficiency van hulpketels en besparing van circa 3% op de brandstofinzet. Met een 5 graden lagere retourtemperatuur kan 6% meer warmte worden benut uit de restwarmtebron met dezelfde warmtewisselaar en dezelfde investering. Dat betekent dat die warmte ook 6 % goedkoper zou kunnen worden aangeboden.

Verlaging van de retourtemperatuur is alleen voor midden en hoge temperatuur warmtenetten relevant. In lage temperatuurwarmtenetten is verlaging van de retourtemperatuur geen issue. In een lage temperatuurnet is al meer warmtewisselend oppervlak in de woning nodig om met de lage aanvoertemperatuur zoveel mogelijk warmte af te staan in de woning, de uitkoeling is al optimaal.

Aanbevelingen

We doen verschillende aanbevelingen voor verder onderzoek:

- Validatie van de gebruikte vraagprofielen uit de warmteprofielengenerator van TNO.
- Een methodiek ontwikkelen om een vraagprofiel voor een wijk te genereren vanuit het opwarmgedrag vanuit de (individuele) huizen, waarbij het effect van vraagsturing wordt meegenomen. Daarbij is het dan ook van belang het effect mee te nemen van de hoeveelheid mensen die participeren aan de vraagsturing. Daarmee kan bepaald worden hoeveel mensen er minimaal moeten meedoen om te zorgen dat een vraagsturingconcept ook daadwerkelijk effect heeft in het warmtenet
- Het uitvoeren van gedetailleerde simulatieberekeningen van vraagsturing in een warmtenet met software uit de toolkit van WarmingUP. Hiermee kunnen de diverse leidingen van het werkelijke warmtenetwerk ingevoerd worden en het stromingsgedrag in leidingen op uurlijkse basis doorgerekend worden. Daarmee kunnen er gedetailleerd warmteverlies berekeningen plaats vinden en het verbruik van de warmtebronnen bepaald worden op basis van uurlijkse waarden.
- De besparing is vastgesteld voor een voorbeeld wijk. Andere netten met andere eigenschappen en karakteristieken zullen andere resultaten opleveren. Een gevoeligheidsanalyse voor de baten van vraagsturing zal meer informatie geven in welke gevallen vraagsturing interessant is. Interessant zijn hierbij de volgende invloeden: het klimaat jaar, de grootte van het warmtenet (aantal woningen), diverse combinaties van bronnen en kosten, hoogte van de nettemperatuur en participatiegraad van deelnemers.
- In een pilot in de praktijk meten wat daadwerkelijk het effect is van vraagsturing. Onze kwantificering is een theoretische beschouwing van de baten van vraagsturing ervan uitgaande dat het vraagpatroon verschuift. In werkelijkheid zal de reactie van bewoners op regeltechniek, communicatie of variabele tarieven bepalend zijn voor het uiteindelijke effect op de warmtevraag. Dat kun je alleen maar in pilots onderzoeken. Dat is een argument om kleinschalige pilots te starten en niet te blijven hangen in theoretische simulaties. Ook is bepalend hoeveel bewoners mee doen aan vraagsturing: dat bepaalt in welke mate je het totale vraagprofiel kan beïnvloeden.

1 Inleiding

In het rapport “Vraagsturing in warmtenetten” dat in maart 2021 op de WarmingUP website is gepubliceerd (Menkveld et al, 2021) hebben we een inventarisatie gemaakt van mogelijkheden voor vraagsturing in warmtenetten. Door onderscheid te maken tussen sturing door het warmtebedrijf via regeltechniek (centrale sturing) en sturing door de gebruiker (decentrale sturing) in combinatie met vraagsturing gericht op het verlagen van de piekvraag of het verlagen van de retourtemperatuur komen we tot 4 mogelijkheden voor vraagsturing in warmtenetten:

1. Piekvraag verlagen via centrale sturing door warmteleverancier via regeltechniek
2. Piekvraag verlagen via decentrale sturing door gebruiker zelf gestimuleerd via variabele tarieven of communicatie
3. Retourtemperatuur verlagen door warmteleverancier via regeltechniek
4. Retourtemperatuur verlagen door gebruiker zelf gestimuleerd via af rekenen op flow of bonus bij lage retourtemperatuur

De vraag is wat de baten van vraagsturing zijn voor een warmteleverancier. De financiële baten van vraagsturing voor een warmteleverancier kunnen weer gebruikt worden om een gebruiker te verleiden aan vraagsturing mee te werken. Dit rapport gaat over de kwantificering van de baten van vraagsturing voor een warmteleverancier op basis van een globale berekening. Deze kwantificering zou verder verfijnd kunnen worden met gedetailleerde simulatieberekeningen, bijvoorbeeld met software uit thema 1 van WarmingUP.

Uitgangspunt bij deze kwantificering is dat we eerst kijken naar toepassing in een bestaand net. De toepassing van vraagsturing in een nieuw net zal leiden tot meer baten omdat vraagsturing ook effect kan hebben op dimensionering in het ontwerp van het warmtenet. Toepassing in pilots zal echter eerst gebeuren in een bestaand net, omdat een warmteleverancier eerst wil weten of vraagsturing werkt, voordat deze de dimensionering gaat aanpassen.

Bij aanvang van het project was het de wens van warmteleveranciers in het WarmingUP consortium om te kijken naar vraagsturingsmogelijkheden in woningen, daarom is dit rapport in eerste instantie gericht op de toepassing bij woningen. Het heeft meer effect om vraagsturing toe te passen bij enkele grote warmtevragers, bijvoorbeeld utiliteitsbouw. Dat is eenvoudiger, omdat er dan minder regeltechniek hoeft te worden geïnstalleerd dan bij veel kleine gebruikers

Dit rapport heeft betrekking op hoog en midden temperatuur warmtenetten, waar ook tapwater wordt geleverd aan de woningen. Er wordt alleen gekeken naar het effect van vraagsturing van ruimteverwarming, en niet van tapwater. Dit omdat vanwege de gelijktijdigheidseffecten de piek voor tapwater grotendeels weg zal vallen (Menkveld et al, 2021). Het rapport gaat niet in op effecten van vraagsturing op het elektriciteitsnet, omdat er in hoog en midden temperatuur warmtenetten geen sprake is van decentrale warmtepompen of elektrische boosters.

Leeswijzer

Hoofdstuk 2 van dit rapport beschrijft de methode waarmee de baten van vraagsturing voor een warmteleverancier gekwantificeerd zijn. Hoofdstuk 3 kwantificeert de baten van vraagsturing voor een concrete voorbeeldcase. Hoofdstuk 4 is een discussie hoofdstuk waarbij de consequenties van aannames en uitgangspunten worden besproken en de resultaten worden bediscussieerd. Hoofdstuk 5 sluit af met conclusies aanbevelingen voor verder onderzoek.

2 Methode bepalen baten vraagsturing

In dit hoofdstuk bespreken we de methode voor het uitwerken van de baten voor een warmteleverancier van vraagsturing in het warmtenet.

De baten van vraagsturing in een warmtenet zijn verschillend afhankelijk van het doel van de vraagsturing, of deze gericht is op piekreductie of op het verlagen van de retourtemperatuur. Allereerst wordt in paragraaf 2.1 dieper ingegaan op welke manier vraagsturing van piekvraag en retourtemperatuur gerealiseerd kan worden. In paragraaf 2.2 beschrijven we de baten van piekreductie en in paragraaf 2.3 de baten van het verlagen van de retourtemperatuur. We bespreken eerst welke baten er zijn, en geven vervolgens een toelichting op de kwantificering ervan. Naast financiële baten, kan vraagsturing ook leiden tot CO₂-reductie. De methode om dat in beeld te brengen, wordt eveneens besproken in de genoemde paragrafen.

2.1 Mogelijkheden voor vraagsturing

In het rapport “Vraagsturing in warmtenetten” dat in maart 2021 op de WarmingUP website is gepubliceerd (Menkveld et al, 2021) is onderzoek gedaan naar vraagsturing en hierbij zijn vier mogelijkheden van vraagsturing gedefinieerd:

1. Piekvraag verlagen via centrale sturing door warmteleverancier via regeltechniek. Een gebruiker krijgt een slimme thermostaat die op afstand is uit te lezen door de warmteleverancier. Met regeltechniek kan de warmteleverancier de piek verlagen door een woning iets eerder op te warmen in de ochtend of de warmtelevering kort te onderbreken. De gebouwmassa dient dan als thermische opslag om te voorkomen dat de woning te sterk afkoelt. Praktijkvoorbeelden zijn het slimme warmteproject van Eneco in Utrecht en toepassing van de STORM controller door Ennatuurlijk en in het ‘mijn waterproject’ in Heerlen.
2. Piekvraag verlagen via decentrale sturing door gebruiker zelf gestimuleerd via variabele tarieven of communicatie. Een gebruiker krijgt of heeft een slimme thermostaat en wordt via variabele tarieven die tijdens piek en daluren verschillend zijn gestimuleerd om buiten de piek te stoken of te douchen of de gebruiker wordt via communicatie met andere argumenten gestimuleerd de piekvraag te verlagen (bijvoorbeeld om op een koude winterdag geen nachtverlaging toe te passen).
3. Retourtemperatuur verlagen door warmteleverancier via regeltechniek. Retourtemperatuur verlagen via centrale sturing: De warmteleverancier meet de retourtemperatuur bij een gebruiker en als deze te laag is, dan wordt met regeltechniek de stroomsnelheid van het water in de radiatoren van de gebruiker verlaagd. Deze optie kan in combinatie met piekvraag verlagen via centrale sturing worden toegepast (zie mogelijkheid 1), dat gebeurt ook in het slimme warmte project van Eneco.
4. Retourtemperatuur verlagen door gebruiker zelf gestimuleerd via afrekenen op flow of bonus bij lage retourtemperatuur. De warmteleverancier meet de retourtemperatuur bij de gebruiker en koppelt dit terug aan de gebruiker en geeft een bonus als de retourtemperatuur voldoende laag is. De warmteleverancier geeft de gebruiker informatie over het waterzijdig inregelen van zijn radiatoren (zorgen dat de stroomsnelheid laag genoeg is) en doet een aanbieding om een installateur te sturen die dat kan uitvoeren. De

bonus zou moeten zorgen dat de kosten voor de installateur snel worden terugverdiend. Er zijn praktijkvoorbeelden in Denemarken. Een alternatief is dat de warmteleverancier gaat afrekenen op de flow (hoeveelheid stadswarmtewater) in plaats van op warmte. Daarmee ontstaat er vanzelf een incentive om het stadswarmtewater zoveel mogelijk uit te koelen. Het betekent evengoed dat een warmteleverancier de gebruiker moet helpen met informatie en een aanbieding voor een installateur. Afrekenen op de flow gebeurt in het warmtenet van Hamburg.

Van deze vier mogelijkheden worden in dit rapport de baten uitgewerkt. Voor de uitwerking worden mogelijkheid 1 en 2 samen beschouwd in paragraaf 2.2 en mogelijkheid 3 en 4 worden uitgewerkt in paragraaf 2.3.

2.2 Effecten van verlagen piekvraag door “loadshifting”

Door reductie van de piekvraag in een warmtenet via loadshifting (het verschuiven van de warmtevraag naar momenten buiten de piek) kan een warmteleverancier besparen op operationele kosten door een gunstiger inzet van warmtebronnen die goedkoper of duurzamer zijn. Daarnaast kan met een lagere piekvraag investeringen in hulpwarmteketels worden vermeden. Ook leidt een lagere piekvraag tot een lagere flow en minder pompenergie bij een gelijkblijvend verschil tussen aanvoer- en retourtemperatuur in het warmtenet, of tot een lagere aanvoertemperatuur en minder warmteverlies. Dat zijn de baten die we in dit rapport kwantificeren.

Er zijn meer baten die we niet kwantificeren, omdat ze betrekking hebben op een specifieke situatie of een nieuw warmtenet. Zo zijn bij een lagere piekvraag meer aansluitingen mogelijk op hetzelfde warmtenet, en kan er worden bespaard op aanlegkosten. Dit is lastig te kwantificeren want nieuwe aansluitingen op een bestaand warmtenet vragen ook altijd nieuwe investeringen in het netwerk, namelijk de leiding van het bestaande net naar de nieuwe aansluitingen. Verlaging van de piekvraag kan bij gebrek aan capaciteit ook netverzwaring voorkomen. Met een reductie van de piekvraag zou een nieuw warmtenet kleiner gedimensioneerd kunnen worden met kleinere diameters, een lager vermogen van pompen en hulpketels en daarmee kunnen investeringskosten worden bespaard.

Een overzicht van de effecten van piekreductie is zichtbaar in figuur 2.1, de effecten die dik gedrukt zijn worden in dit rapport verder uitgewerkt.

<p>Operationele kosten reductie</p> <p>Gunstiger inzet bronnen: meer duurzame bronnen, goedkopere bronnen</p> <p>Lagere flow (bij gelijk temperatuurverschil)</p> <p>kleinere diameters</p> <p>minder pompenergie</p> <p>Lagere temperatuur, minder warmteverlies</p> <p>Bestaand net, betere benutting</p> <p>Meer aansluitingen op bestaand net (vermijden investeringen)</p> <p>Voorkomen van capaciteitsproblemen. Gevolg: uitstellen of voorkomen verzwaringen net</p> <p>Nieuw net, optimalisatie dimensionering</p> <p>Kleinere diameters leidingen door lagere <u>flows</u></p> <p>Kleinere dimensionering: Lagere vermogens ketels, en pompen</p> <p>Kosten reductie infrastructuur en apparatuur</p> <p>Kwalitatieve aspecten</p> <p>Stabiliteit systeem</p> <p>Minder slijtage</p>
--

Figuur 2-1: Effect van piekreductie door load shifting (wat vetgedrukt is wordt in dit rapport uitgewerkt).

Voor de kwantificering van de baten van piekreductie in een warmtenet onderzoeken we eerst hoe dit het verbruiksprofiel verandert in paragraaf 2.2.1. Vervolgens bepalen we het effect op de pompenergie in paragraaf 2.2.2. In paragraaf 2.2.3 kwantificeren we de baten door een andere inzet van warmtebronnen. Vervolgens wordt in paragraaf 2.2.4 het effect van verlagen van de piekvraag op het aantal aansluitingen besproken en paragraaf 2.2.5 sluit af met het effect van verlagen van de piekvraag op de dimensionering van een nieuw warmtenet.

2.2.1 Gevolgen loadshifting voor verbruiksprofiel

Er wordt gekeken naar het reduceren van pieken in de warmtevraag veroorzaakt door ruimteverwarming. De pieken veroorzaakt door tapwater hebben door de lage gelijktijdigheid relatief weinig invloed op het warmtenet, en worden buiten beschouwing gelaten (zie Menkveld et al, 2021). De pieken in de warmtevraag zijn het grootst in de winter, op koude dagen, maar ook in andere seizoenen zijn pieken zichtbaar, maar dan minder sterk. De tijdstippen op de dag wanneer deze optreden is 's ochtends bij het opwarmen van woningen en andere gebouwen (winkels, kantoren, utiliteit), tussen 6 en 10 uur en tussen 16 en 20 's avonds als mensen van hun werk thuis komen. Om het effect te kunnen bepalen van piekreductie door loadshifting wordt daarom gekeken naar het uurlijkse vraagpatroon op jaarbasis.

Het warmtenet wordt doorgerekend op basis van het oorspronkelijke verbruiksprofiel en het verbruiksprofiel na piekreductie. Op basis daarvan kunnen de effecten van piekreductie worden ingeschat.

Het totale warmteverbruik van een net is op te delen in een drietal deelverbruiken: de warmtevraag, de tapwatervraag en de warmteverliezen in het net. Hierbij wordt verondersteld dat het warmteverlies in het net constant is gedurende het hele jaar (uitgaand van een constante temperatuur in de leidingen). Bij deze analyse gebruik is gemaakt van de warmteprofielgenerator van TNO. Deze generator genereert een profiel voor de warmtevraag voor ruimteverwarming en tapwater voor een bepaalde wijk. Hierbij wordt rekening gehouden met verschillende type woningen, de mate van isolatie van die woningen en de spreiding in het stookgedrag van mensen. Deze generator is in ontwikkeling en er is nog validatie nodig. Het

werkelijke profiel kan daardoor afwijken, en daarmee ook de resultaten van deze studie. Vanwege de afzonderlijke beschikbaarheid van profielen voor tapwater en ruimteverwarming, kon het effect van piekreductie op het warmteverbruik voor ruimteverwarming separaat verwerkt worden.

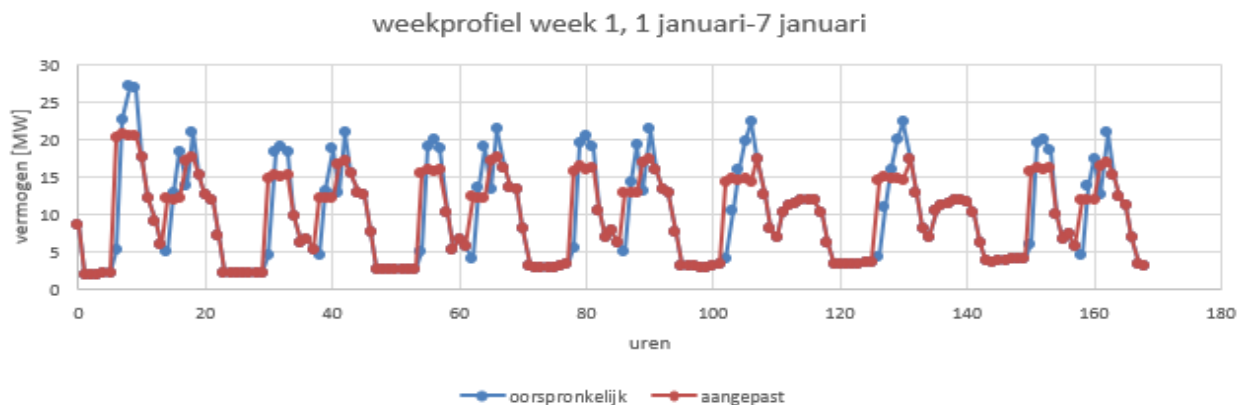
Theoretische veronderstelling over effect vraagsturing op aanpassing vraagprofiel

Het effect op het warmtevraagprofiel in het warmtenet is op de volgende manier bepaald: verondersteld is dat het mogelijk is met vraagsturing bij een deel van de woningen een uur eerder te beginnen met verwarmen in de ochtendpiek. Dit is een theoretische aanname. Daarbij is geen onderscheid gemaakt of deze vraagsturing gebeurt door sturing door het warmtebedrijf via regeltechniek (centrale sturing) of sturing door de gebruiker zelf (decentrale sturing). In de praktijk is dat uiteraard wel van belang bij het daadwerkelijke effect van vraagsturing op het warmtevraagprofiel in de praktijk. In de praktijk is het ook van belang welk percentage van de mensen mee doet met vraagsturing.

Voor het simuleren van het effect van piekreductie is het dagelijkse profiel aangepast (zie figuur 2.2). Per dag wordt gekeken hoe hoog de piekvraag is. Verondersteld wordt dat een deel van de woningen een uur eerder verwarmd wordt, waardoor minder warmte nodig is tijdens de piek. Per dag kunnen een of meerdere pieken geïdentificeerd worden, daarbij is de start en het einde van de piek als volgt gedefinieerd:

- start piek: als de stijging van het verbruik $> 0,2 \cdot$ piek van de dag
- eind piek: als de daling van het verbruik $< -0,1 \cdot$ piek van de dag

Vervolgens is het gemiddelde warmteverbruik bepaald gedurende de piek, en het uur voor de piek. Hierbij is het oppervlak onder de grafiek (dus de totale geleverde warmte) gelijk gebleven. Voor het totale profiel van het verbruik in het warmtenet is het tapwaterverbruik en het warmteverlies in de leidingen daarbij opgeteld. Het profiel na loadshifting is dus verkregen op theoretische basis. Er is aangenomen dat de verwarming bij een deel van de woningen een uur eerder plaats vindt en dat het verbruik over de duur van de piek gemiddeld kan worden. Er wordt daarbij vanuit gegaan dat de temperatuur in de woning behaaglijk blijft. Door nauwkeuriger modellering waarbij het bufferend effect van huizen meegenomen wordt, kan dit profiel nauwkeuriger worden bepaald. Een andere optie om dit beter te benaderen is om dit effect te testen in een pilot. Het effect van de hoeveelheid mensen die meedoen aan vraagsturing is niet meegenomen bij het definiëren van het aangepaste verbruiksprofiel. Dit vraagt een gedetailleerdere manier van modellering.



Figuur 2-2: oorspronkelijk profiel voor warmtevraag voor ruimteverwarming tapwater en leidingverliezen en aangepast profiel na piekreductie

Het kan zijn dat deze piek geleverd is door of een hogere nettemperatuur, of een toegenomen debiet in de piek, of door een combinatie daarvan. In de voorbeeldcase die wordt uitgewerkt in hoofdstuk 3 is verondersteld dat sprake is van een constante aanvoer temperatuur en dat de piek opgevangen is door toename van het debiet. Door vraagsturing en de lagere piekvraag kan het debiet worden verlaagd. Het effect op pompenergie wordt uitgewerkt in paragraaf 2.2.2. Bij andere netten is het mogelijk dat de piek geleverd wordt door temperatuurverhoging. Er wordt dan in de winter een stooklijn gevolgd. In Bijlage 2 wordt uitgewerkt wat het effect is van vermijden van temperatuurverhoging in de winter.

2.2.2 Effect verlagen piekvraag op pompenergie

Het effect van het verlagen van de piekvraag op de pompenergie berekenen we in een aantal stappen.

1. Wat is het effect van een lagere volumestroom op pompenergie?
2. Hoeveel uur per jaar komt dat voor?
3. Wat is het effect op het energieverbruik van de pompen?

1. Wat is het effect van een lagere volumestroom op pompenergie?

De overgedragen warmte in een net wordt gegeven door de formule:

$$Q = \varphi_v * \rho * C_p * \Delta T \quad \text{Vergelijking 1}$$

Waarin

Q	overgedragen warmte	[W]
φ_v	volumestroom	[m ³ /s]
ρ	dichtheid	[kg/m ³]
C_p	warmtecapaciteit	[kJ/kgK]
ΔT	temperatuurverschil tussen aan en afvoer	[K]

Hierbij is de volumestroom te bepalen met de volgende formule

$$\varphi = A * v = 1/4\pi d^2 v$$

Waarin

v	snelheid in de leiding	[m/s]
A	doorstromend oppervlak	[m ²]
d	diameter van leiding	[m]

De pomp moet de weerstand overwinnen in de leiding. De drukval in de leidingen wordt gegeven met de volgende formule en is dus evenredig met de snelheid in het kwadraat:

$$\Delta p = K * 1/2 \rho v^2$$

Waarin

Δp	drukverschil	[Pa]
K	weerstand coëfficiënt (van leidingen en weerstanden, kleppen etc)	[-]

In bovenstaande formule wordt $v = \varphi/A$ gesubstitueerd:

$$\Delta p = K * \frac{1}{2} * \rho \left(\frac{\varphi}{A}\right)^2 = C * \varphi^2$$

Hierin is constante $C = \frac{1}{2} \cdot K \cdot \rho / A^2$

Vervolgens kan het vermogen van de pomp bepaald worden met de formule

$$P_{pomp} = \Delta p * \varphi$$

P_{pomp} Pompvermogen [W]

Substitueren van de relatie voor de drukval ΔP in deze formule resulteert in een formule waarbij het pompvermogen evenredig is met de derde macht van de volumestroom.

$$P_{pomp} = C * \varphi^3$$

Het pompvermogen is gerelateerd aan de volumestroom tot de derde macht. De warmtevraag, volumestroom en het vermogen van de pomp is constant verondersteld gedurende een uur, waardoor vervolgens de pompenergie per uur kan worden bepaald.

2. Hoeveel uur per jaar komt dat voor?

Hoeveel uur dat voorkomt blijkt uit de berekening voor een specifieke case. In hoofdstuk 3 hebben we dat berekend voor een voorbeeldwijk.

3. Wat is het effect op het energieverbruik van de pompen?

Voor het bepalen van het pompvermogen van een warmtenet wordt een vuistregel toegepast. Het pompenergieverbruik heeft een vaste verhouding van de geleverd thermische energie en bedraagt voor een combinatie van een primair en een secundair net (zoals in de voorbeeldwijk in hoofdstuk 3) 0,0072 MJelektriciteit/MJthermisch (uit NEN 7125) zie Bijlage 23. Voor andere type netten gelden andere relaties.

Volgens de vuistregel is de elektrische energie dus een vaste verhouding afhankelijk van de geleverd thermische energie. Als je dit toepast, dan is er geen besparing, want met loadshifting verplaats je de warmtevraag in de tijd en blijft de totale vraag dus gelijk, waarmee de pompenergie identiek blijft. Echter zoals met de eerdere afleiding is aangetoond is het pompvermogen ook gerelateerd aan de volumestroom in de derde macht, dus zal de verhouding MJe versus MJth hoger liggen, bij hogere debieten vanwege de derde macht. Het effect is pas goed te berekenen met een dynamisch model, maar we maken hier een schatting.

Voor de doorgerekende case is er sprake van een vaste aanvoer en retour temperatuur, de warmte wordt geregeld door aanpassen van het debiet. Per uur wordt de volumestroom bepaald met behulp van vergelijking 1. Voor het oorspronkelijke profiel wordt nu de constante C zo gekozen dat het pompvermogen voor het gehele jaar voldoet aan de relatie 0,0072 MJelektriciteit/MJthermisch. Voor het profiel met piekreductie wordt ook de volume stroom bepaald met vergelijking 1 en wordt de nieuwe pompenergie bepaald.

Dit is dus een vereenvoudigde methode om een schatting te doen voor het pompvermogen. drie belangrijke aannames die hierbij gedaan worden zijn:

1. Het elektriciteitsverbruik wordt als een vaste verhouding genomen ten opzichte van het thermische verbruik. In werkelijkheid loopt het water door een uitgebreid netwerk met diverse leidingen, pompen en dynamische warmtevragers. Alle onderdelen in het netwerk hebben een verschillende drukval en volumestroom en dragen bij aan het totale

elektriciteitsverbruik van de pompen. Het afgeschatte pompvermogen een versimpeling van de werkelijkheid.

2. Er is verondersteld dat de weerstand coëfficiënt K van de leidingen en de constante C constant zijn en niet afhangen van het volume debiet φ . In werkelijkheid zijn K en C wel afhankelijk van het volume debiet (via het Reynolds getal en posities van regelkleppen).
3. Er wordt geen rekening gehouden met de ondergrens van het terug regelen van het pomp debiet. De pompen zijn namelijk regelbaar tussen een minimum debiet (b.v. 20%) tot volledig debiet (100%).

2.2.3 Effect verlagen piekvraag op bronnenmix

De inzet van bronnen over het hele jaar heen verandert als het gebruiksprofiel verandert. Per uur wordt bepaald wat de bronnen inzet is, waarbij de bronnen inzet plaatsvindt volgens een vooraf bepaalde prioritering. De gewijzigde broninzet wordt bepaald door de bronneninzet per uur over het gehele jaar te sommeren.

Met een gewijzigde bronneninzet kan worden bespaard op operationele kosten. Wanneer een warmteleverancier deze warmtebron zelf in eigendom heeft dan kan hij besparen op marginale operationele kosten voor het produceren van warmte. Voor een gasgestookte hulpketel betreft dit bijvoorbeeld alleen de kosten van aardgas en voor een biomassaketel alleen de kosten van biomassa plus de variabele onderhoud- en bedieningskosten (O&M kosten). Wanneer een warmteleverancier de betreffende bron niet in eigendom heeft dan bespaart hij op inkoop van warmte uit die bron. In de inkoopkosten voor warmte zit ook een vergoeding voor de investeringskosten en vaste onderhoud- en bedieningskosten aan de warmteproducent. Op langere termijn kan vraagsturing er toe leiden dat wordt bespaard op investeringen in warmtebronnen zoals hulpketels.

Tabel 2.1 geeft een overzicht van de investeringskosten in euro per kWth, de marginale operationele kosten in euro per GJ warmte, de inkoopprijs warmte in euro per GJ warmte voor verschillende warmtebronnen. Deze kosten zijn voor dit project door TNO berekend op basis gegevens van PBL en CE-Delft. De volledige berekening is te vinden in Bijlage 1.

De investeringskosten en operationele kosten van warmteproductie vanuit een AVI, restwarmte industrie of een ketel op biomassa zijn gebaseerd op het eindadvies SDE++ 2021 van PBL (PBL, 2021). De investeringskosten van een gasgestookte hulpketel en gasgestookte STEG zijn gebaseerd op data uit het VESTA model van PBL (CE Delft, 2019).

De marginale operationele kosten van restwarmte uit de industrie en een ketel op B-hout (afvalhout) zijn heel laag. Daarbij zijn er geen brandstofkosten en alleen kosten voor elektriciteitsverbruik voor uitkoppeling van warmte bij industrie en variabele O&M kosten.

De groothandelsprijs van aardgas was in 2020 13 eurocent/m³, in 2021 38 cent/m³. De gasprijs schommelde in januari en februari van 2022 nog rond de 75 eurocent/m³ maar piekte begin maart naar 200 eurocent/m³ en ligt ten tijde van schrijven van dit rapport, april 2022, weer op rond de 100 eurocent/m³ (bron: the ice). Er wordt verwacht dat de prijs wel weer langzaam terugzakt richting 2030 naar niveaus rond die van 2021. In de komende 10 jaar zal de gasprijs dus naar verwachting ergens tussen de 100 en 38 eurocent/m³ liggen. Het gemiddelde van deze 2 prijzen ligt

op 69 eurocent/m³, inclusief 2,5 eurocent energiebelasting en 2,5 eurocent ODE komt de aardgasprijs op 74 eurocent/m³.

De groothandelsprijs voor elektriciteit lag in 2021 op ca. 10 eurocent/kWh, op dit moment is dat ca. 20 eurocent/kWh. Op lange termijn zal dat wel weer wat dalen door de toename van wind en zonne-energie en lagere gasprijzen. In dit rapport rekenen we met een gemiddelde prijs van 15 eurocent/kWh.

De marginale operationele kosten van een gasgestookte STEG zijn gebaseerd op de derving van elektriciteit door aftap van warmte (0,18 GJ elektriciteit per GJ warmte) maal een elektriciteitsprijs van 15 cent/kWh. In tabel 2.1 is dikgedrukt welke kosten zijn meegenomen voor het doorrekenen van de case. Dit wordt verder toegelicht in paragraaf 3.2.2.

Tabel 2.1 Marginale operationele kosten, kosten inkoop warmte en investeringskosten verschillende warmtebronnen voor een warmtenet, berekend door TNO. Prijzen zijn niet geverifieerd met warmtebedrijven.

Warmtebron	Marginale operationele kosten (euro/GJ warmte)	Kosten inkoop warmte (euro/GJ warmte)
Gasgestookte hulpwarmteketel	26,3	29,5
AVI	3,1	4,3
Restwarmte industrie	0,7	6,1*
Gasgestookte STEG WKK	3,1	10,2
ketel op biomassa snoei- en dunningshout	7,0	11,5
ketel op biomassa houtpellets	13,2	17,7
ketel op biomassa B-hout	1,3	6,7

*Inclusief kosten transportleiding

In de toekomst zullen aardgasgestookte hulpketels vanwege hun klimaatimpact ook moeten worden verduurzaamd en bijvoorbeeld worden gestookt op groen gas. De marginale operationele kosten voor een groen gas gestookte ketel liggen rond de 34 euro per GJ warmte. We gaan daarbij uit van een kostprijs van 30 euro/GJ voor groen gas uit houtpellets en een ketelrendement van 90%. De kostprijs voor groen gas is berekend op basis van cijfers uit het Eindadvies SDE++ van PBL 2021 (PBL, 2021a).

CO₂ reductie door verschuiving bronnenmix

Een andere bronnenmix door vraagsturing kan ook leiden tot een reductie van de CO₂-emissie. We gebruiken daarvoor de CO₂-emissie van de verschillende warmtebronnen in tabel 2.2. Deze CO₂-emissies zijn berekend volgens de methode die is vastgelegd voor de rapportage van emissies voor warmtelevering (Harmelink, 2020). Daarin wordt de CO₂-emissie van een aftapcentrale zoals een STEG of AVI berekend door de derving van elektriciteitsproductie te vermenigvuldigen met de primaire factor van elektriciteit uit het landelijke net en met de CO₂-emissiefactor van de brandstof van de betreffende centrale. De CO₂-emissie van restwarmte uit industrie wordt berekend door het elektriciteitsverbruik dat nodig is om de restwarmte uit te koppelen te vermenigvuldigen met de CO₂-emissie factor van elektriciteit uit het landelijke net. Gerekend is met meeste recente cijfers van CBS over CO₂-emissie en primair verbruik elektriciteit uit landelijke net voor 2020 (CBS, 2022).

De CO₂- emissie van warmteproductie met een biomassaketel is nul, gezien het feit dat kortcyclische CO₂-emissie niet wordt meegerekend in de registratie van uitstoot broeikasgasemissies.

Tabel 2.2 CO₂-emissie van warmteproductie (berekend volgens Harmelink ,2020)

		gasgestookte STEG	AVI	Gasgestookte hulpwarmtekotel	Restwarmte industrie
Elektriciteitsverliesfactor	GJe/GJth	0,25	0,25		
Elektriciteitsverbruik restwarmtebenutting	GJe/GJth				0,1
Primair fossiele energie-inzet elektriciteit landelijk net	GJprimair/GJe	1,43	1,43		1,43
CO ₂ -emissiefactor brandstof	kg/GJ primair	56	18	56	
CO ₂ -emissie elektriciteit landelijk net	kg/GJ primair				56
ketelrendement	%			90%	
CO ₂ emissie warmteproductie	kg/GJth	20	6	63	8

Voor de CO₂ emissiefactor van elektriciteit wordt gerekend met 0,29 kg/kWh (CBS,2022).

Financiële baten warmtebedrijf door CO₂-reductie

Grote installaties voor warmteproductie voor warmtenetten vallen onder het Europese emissiehandelssysteem. Hierbij wordt een ondergrens gehanteerd van een thermisch vermogen van 20 MW. Bij een lagere inzet van die installatie kunnen warmtebedrijven besparen op emissierechten. In dit rapport is er gerekend met een CO₂-prijs van circa 80 euro/ton CO₂ (EEX emission market).

2.2.4 Effect verlagen piekvraag op aantal aansluitingen en investeringen

Wanneer vraagsturing effectief is, dan kan het warmtenet beter benut worden. Hierbij zijn een tweetal mogelijkheden:

1. Doordat er minder vermogen nodig is voor de pieksituaties kunnen er meer woningen worden aangesloten op het bestaande net. Dit kan dan gebeuren met dezelfde bronnen.
2. Er is minder piekcapaciteit nodig en er kan bij vervanging van piekketels bespaard worden op de investering in piekketels

Beide situaties leveren een besparing op in investeringskosten.

2.2.5 Effect verlagen piekvraag op dimensionering nieuw warmtenet

Wanneer vraagsturing in een bestaand net bewezen effectief is, kunnen ook nieuwe netten anders gedimensioneerd worden. De investeringskosten voor de aanleg van een warmtenet zullen dan lager zijn door voor een warmtenet leidingen met kleinere diameter aan te leggen.

In het VESTA MAIS model van PBL (PBL 2021b) worden de investeringskosten van de warmteleidingen als volgt berekend:

$$K_{buis(min)} = 400 + 210 \cdot P_{sec}^{0.5}$$

$$K_{buis(max)} = 800 + 200 \cdot P_{sec}^{0.6}$$

Daarin is

Psec: de benodigde capaciteit van de leiding in [MW]
Kbuis: aanlegkosten leiding [euro/meter]

2.3 Effect verlagen retour temperatuur

In deze paragraaf bespreken we vraagsturing gericht op het verlagen van de retourtemperatuur in het warmtenet. Voor de berekening van de baten maakt het niet uit of deze verlaging van de retourtemperatuur wordt gerealiseerd via centrale sturing met regeltechniek door de warmteleverancier of door de gebruiker zelf door waterzijdig inregelen van de radiatoren in het huis, waardoor het water beter zijn warmte af kan staan. In de praktijk kan dit wel uitmaken omdat de ene methode beter zal werken dan de andere. Eneco beoogt in haar slimme warmtepilot via regeltechniek de retourtemperatuur met 10 graden te verlagen,. In deze studie worden ook de baten bepaald van een retourtemperatuurverlaging met 5 graden. Deze winst treedt alleen op in het stookseizoen, omdat de retourtemperatuur in de zomer doorgaans hoger is vanwege circulatie om het net op temperatuur te houden voor warmtapwater bereiding (bron: Casper Jansen, Vattenfall). Daarom wordt aangenomen dat dit effect voor de helft van het jaar op kan treden.

Het effect van een lagere retourtemperatuur is minder warmteverlies. Als er vanuit wordt gegaan dat dezelfde hoeveelheid warmte wordt geleverd dan kan dit met minder flow en zal dit een reductie van de pompenergie tot gevolg hebben. Als uit wordt gegaan van gelijkblijvende flow, dan kan er meer warmte worden geleverd en neemt de netwerkcapaciteit toe waardoor er nieuwe klanten op hetzelfde warmtenet aangesloten kunnen worden. De broncapaciteit zal dan echter ook toe moeten nemen.

Onderstaand overzicht in figuur 2.3 geeft de effecten weer van verlaging van de retour temperatuur. Cursief is aangegeven welke effecten in dit rapport worden uitgewerkt. Behalve reductie van operationele kosten kan er door een lagere retourtemperatuur ook een hogere efficiency gehaald worden op diverse bronnen die het warmtenet voeden. Als de warmte in een warmtenet geleverd wordt door bijvoorbeeld een lage bron in combinatie met een warmtepomp, dan zal een lager temperatuurverschil over de warmtepomp mogelijk zijn, waarmee de efficiency van de warmtepomp toeneemt. De toename van de efficiency van de bronnenmix is voor de voorbeeldcase uitgewerkt.

Retour temperatuur verlagen (aanvoer temperatuur gelijk)

Operationele kosten reductie en verlaging CO2 uitstoot

Lagere temperatuur, reductie warmteverlies

Lagere flow (door toename temperatuur verschil)

kleinere diameters leidingen door lagere flows

minder pompenergie

Bestaand net, betere benutting (bij gelijkblijvende flows)

Meer aansluitingen op bestaand net (wel toename broncapaciteit nodig)

Voorkomen van capaciteitsproblemen. Gevolg: uitstellen of voorkomen verzwaringen net

Effect op efficiency bronnen, enkele voorbeelden:

Betere benutting uit een lage temperatuur bron/ restwarmte/ rookgassen

Efficiency geothermie

Toename COP warmtepomp

Figuur 2-3: effecten van retour temperatuur verlagen

2.3.1 Effect verlagen retourtemperatuur op warmteverlies

Als de retourtemperatuur wordt verlaagd (bij gelijk blijvende aanvoertemperatuur), dan heeft dat effect op het warmteverlies.

De hoeveelheid warmte die wordt over gedragen wordt weergegeven door:

$$Q = \varphi_v * \rho * Cp * \Delta T \quad \text{Vergelijking 1}$$

Het warmteverlies nadat de retour temperatuur is verlaagd wordt bepaal met de volgende vergelijking.

$$Q'_v = U * ((T_{aanvoer} - T_{bodem}) + (T_{retour(verlaagd)} - T_{bodem})) \quad \text{[W/m]} \quad \text{Vergelijking 2}$$

Waarin

U = warmtedoorgangscoefficiënt	W/mK
Q' = warmteverlies per meter	W/m
Taanvoer= aanvoertemperatuur in het warmtenetnet	K
Tretour = retourtemperatuur net	K
Tbodem=bodemtemperatuur	K

De warmtedoorgangscoefficiënt U is afhankelijk van de weerstand van de stalen buis, de weerstand van de isolatie, de weerstand door de buitenmantel en de weerstand naar de grond. Voor diverse leidingdiameters en bijbehorende isolatiediktes kunnen dan de warmtedoorgangscoefficiënten worden bepaald. Er is uitgegaan van Staal/Pur/PE leidingen. De gebruikte warmtedoorgangscoefficiënten zijn opgenomen in bijlage 4 (ISSO publicatie 51). De toegepaste methode is een vereenvoudiging van de uitgebreidere berekening die beschreven staat in de NEN norm NEN-EN 13941, de methode die toegepast wordt bij het ontwerp van warmtenetten. De warmteverliezen per jaar worden bepaald met de volgende formule.

$$Q_{verlies,jaar} = Q'_v * L * 3600 * 8760 \quad \text{[J/jaar]}$$

Waarin

L= lengte leiding [m]

2.3.2 Effect verlagen retourtemperatuur op pompenergie

Ook de volumestroom zal veranderen als de retourtemperatuur kan worden verlaagd. Uitgaande van een gelijkblijvende warmtevraag zal een groter temperatuurverschil zorgen voor een kleinere benodigde volumestroom, waardoor minder pompenergie nodig is.

Deze volumereductie kan weer worden bepaald op basis van vergelijking 1:

$$Q = \varphi_v * \rho * Cp * \Delta T \quad \text{Vergelijking}$$

Immers, de hoeveelheid over te dragen warmte blijft gelijk. Als het temperatuurverschil toeneemt, kan de volumestroom dus afnemen. Hiervoor geldt de volgende verhouding tussen de volumestromen:

$$\varphi_{v, \text{Laag } t \text{ retour}} = \frac{(T_{\text{aanvoer}} - T_{\text{retour}})_{\text{basis}}}{(T_{\text{aanvoer}} - T_{\text{retour}})_{\text{laag } T \text{ retour}}} * \varphi_{v, \text{basis}}$$

Het effect op de pompenergie kan hiermee worden bepaald via de formules in paragraaf 2.2.22.

2.3.3 Effect verlagen retourtemperatuur op aantal aansluitingen

Het verlagen van de retourtemperatuur zal ervoor zorgen dat er met een gelijkblijvende volumestroom meer warmte kan worden geleverd met hetzelfde net. Dit zal dus een besparing opleveren in de investeringen in het net. De hoeveelheid geleverde warmte neemt dan wel toe, dus is er wel meer capaciteit nodig van de warmtebronnen. Als dit wordt gecombineerd met loadshifting dan kan er ook op de bronnen worden bespaard.

De nieuwe hoeveelheid aansluitingen van de netwerk capaciteit kan worden berekend met de volgende formule:

$$N_{\text{aansluitingen, uitbreiding}} = \frac{(T_{\text{aanvoer}} - T_{\text{retour}})_{\text{Laag } T \text{ retour}}}{(T_{\text{aanvoer}} - T_{\text{retour}})_{\text{basis}}} * N_{\text{aansluitingen}}$$

Concreet in een voorbeeld betekent dit dat als er een temperatuurverschil van 30 graden over het net is, en deze wordt na temperatuurverlaging 40 graden, dan is het nieuwe aantal aansluitingen 33 % hoger ($40/30=1,33$).

3 Uitwerking voorbeeld case

De baten van piekreductie door load shifting en het verlagen van de retour temperatuur zijn uitgewerkt voor een voorbeeld case, die is geanonimiseerd op verzoek van de warmteleverancier. De gegevens van deze case zijn echter wel gebaseerd op een bestaande situatie waardoor het een realistische case is. Allereerst zullen in deze paragraaf de uitgangsgegevens voor deze wijk worden toegelicht in paragraaf 3.1. In paragraaf **Error! Reference source not found.** wordt ingegaan wat de baten zijn van piekreductie voor deze case en in paragraaf 0 worden de baten van de verlaging van de retour temperatuur toegelicht. De baten bestaan uit financiële baten en CO₂ reductie.

3.1 Gegevens wijk met warmtenet

3.1.1 Verbruiksgegevens van het warmtenet

De voorbeeldwijk bestaat uit 4551 woningen. De woningen zijn gebouwd na het jaar 2000. De wijk bestaat voor 30 % uit meergezinswoningen en voor 70 % uit eensgezinswoningen, waarbij het grootste deel tussenwoningen is.

Met de warmteprofielgenerator van TNO is het warmteverbruik voor verwarming van de woningen en tapwater bepaald. Dit is gedaan voor het jaar 2019. Een samenvatting van de getallen staat in Tabel 3.1. De warmteprofielgenerator is door TNO ontwikkeld. Dit is een tool waarmee, door het combineren van allerlei open data, zoals BAG en GIS data, voorbeeldwoningen, WoON data en KNMI data, een geaggregeerd warmtevraagprofiel voor de woningen in een buurt kan worden berekend. De tool rekent voor alle woningen in een gekozen buurt, voor een heel jaar, per woning, de warmtevraag per uur uit, door ieder uur de warmtebalans te bepalen. Ieder uur moeten de warmteverliezen door geveldelen, dak, vloer, ramen en deuren, incl. de warmteverliezen door ventilatie en infiltratie (door kieren in het pand) in evenwicht zijn met de warmtewinsten door de zon, door personen en apparaten en door de verwarmingsinstallatie om de woning op temperatuur te houden. Ieder uur wordt dus feitelijk bepaald of en hoe hard de verwarmingsinstallatie aan moet staan, om de gewenste binnentemperatuur te behouden. De instellingen van de setpoints, zoals nachtverlaging komt overeen met de data die bewoners hebben opgegeven in WoON, dit zal dus per woning variëren.

Tabel 3.1: Warmteverbruik van het warmtenet 2019

Voorbeeld wijk		
Aantal woningen	4551	
Warmtevraag ruimteverwarming	28190	MWh
Warmtevraag warm tapwater	5035	MWh
Leidingverliezen t.o.v. productie (berekend, zie 3.1.2)	23	%
Totale warmtevraag (inclusief warmteverlies)	42915	MWh
Totale warmtevraag (inclusief warmteverlies)	154494	GJ
Piekvermogen (inclusief warmteverlies)	27,8	MW
Per woning		
Piekvermogen (inclusief tapwater, leidingverlies en gelijktijdigheid)	6,1	kW
Piekvermogen (zonder warmteverlies)	5,65	kW
Energievraag (inclusief tapwater en leidingverlies)	34	GJ

3.1.2 Warmteverlies in de leidingen van het warmtenet

Voor de warmteleidingen in het warmtenet is uitgegaan van de gegevens van het betreffende net. Het warmtenet bestaat uit een primair en secundair net. Het primair net is het transportnet van de warmtebronnen naar het warmteoverdrachtstation van de wijk. Het secundair net is het distributienet in de wijk tussen het warmte overdracht station en de woningen in de wijk. De lengte van het warmtenet en de bijbehorende aanvoer- en retourtemperaturen staan gegeven in Tabel 3.2. De aanvoer- en retourtemperaturen in het warmtenet zijn het hele jaar door constant. Het warmtenet bestaat uit circa 10.000 leidingen van wisselende diameters en lengtes die door de bodem, de kruipruimte en in pandig door de woning lopen. De aangenomen temperaturen staan in de tabel 3.2, deze warmtenet temperaturen zijn aangegeven door de warmteleverancier. De leidingen variëren in diameter van 20 mm tot 300 mm. Het warmteverlies in het leidingennet is bepaald met de formules uit paragraaf **Error! Reference source not found.**

Tabel 3.2: temperaturen netwerk in de wijk

temperaturen	primair net	secundair net
T aanvoer [°C]	80	70
T retour [°C]	50	45
lengte leidingen [km]	18,8	74
temperaturen		
bodem [°C]	10	
kruipruimte [°C]	17	
in pandige ruimte [°C]	20	

3.1.3 Warmtebronnen

De inzet van de bronnen en de vermogens in het warmtenetwerk zijn gebaseerd op een gemiddeld warmtenet, dat is samengesteld uit het gemiddelde van de bronnen van 5 grote warmtenetten van Eneco en van Vattenfall in Amsterdam, Rotterdam, Utrecht en Den Haag. De bronnenmix van deze netten staat weergegeven in bijlage 5 en is afkomstig van de warmte-etiketten van de warmteleveranciers. Uit deze bronnenmix gegevens zijn een tweetal gemiddelde afgeleid: één gemiddelde bronnenmix waarbij de basiswarmte wordt geleverd door de aftapwarmte van een gasgestookte elektriciteitscentrale ('bronnenmix aftapwarmte') en één gemiddelde waarvan de basis wordt geleverd door een AVI ('bronnenmix AVI'). Op grond van het aandeel in de warmtelevering is afgeleid welk vermogen van de warmtebronnen nodig is voor de voorbeeldwijk, deze staan weergegeven in kolom 3 en kolom 5 van **Error! Reference source not found.** voor respectievelijk bronnenmix AVI en de bronnenmix aftapwarmte.

Tabel 3.3: Aandeel bronnen in de warmtelevering en thermisch vermogen

Warmtebronnen	Bronnenmix AVI		Bronnenmix aftapwarmte	
	Aandeel in de warmtelevering	Thermisch vermogen MWth	Aandeel in de warmtelevering	Thermisch vermogen MWth
AVI	75%	7,6		
Aftapwarmte gasgestookte elektriciteitscentrale			70 %	6,5
restwarmte	8%	2,2	7%	1,8
biomassa	14%	7,3	8%	2,5
piek gasketels	3%	10,7	14%	17
Totaal	100%	27,8	100%	27,8

Voor de inschakeling van de bronnen wordt de volgorde gehanteerd zoals weergegeven in de tabel 3.3. Daarbij wordt dus eerst de AVI of aftapwarmte ingezet, vervolgens de restwarmte, dan de biomassa en tenslotte de piekgasketel. Opgemerkt wordt dat niet altijd de bron met de laagste marginale kosten als eerst wordt ingeschakeld. Inschakelvolgorde is vaak historisch bepaald: welke contracten zijn er afgesproken. Ook hangt het af van de beschikbaarheid van de bron op dat moment.

3.2 Baten verlagen piekvraag

3.2.1 Baten minder pompenergie door verlagen piekvraag

De berekeningsmethode van de baten van minder pompenergie door reductie van de piekvraag is beschreven in paragraaf 2.2.2. In de voorbeeldcase is sprake van een primair net en een secundair net, daarom is er uitgegaan van een elektriciteitsverbruik voor pompenergie van 0,0072 MJe/MJth volgens NEN 7124, zie bijlage 3. Uitgangspunt is dat de lengte in het primaire net tussen de productie-eenheid en het verst gelegen punt niet meer is dan 3 km.

Voor de flowberekening is een temperatuurverschil nodig. Het temperatuurverschil in het primaire net en secundaire net zijn niet gelijk aan elkaar. Er is uitgegaan van de gegevens in het primaire net (80/50), omdat dit de meest conservatieve resultaat oplevert voor de reductie van de pompenergie.

Het jaarprofiel is doorgerekend en daarmee is de nieuwe pompenergie bepaald. Door piekreductie kan er circa 20 % worden bespaard op de pompenergie. Hiermee bedraagt de besparing per woning ca € 2,00, uitgaande van de elektriciteitsprijs van 0,15 euro/kWh. De totale kosten voor pompenergie bedragen circa 46.000 euro, de besparing is 20% van deze kosten voor pompenergie per jaar.

Ook de CO₂ reductie door elektriciteitsbesparing is bepaald (zie tabel 3.4) Voor de CO₂ emissiefactor van elektriciteit wordt gerekend met 0,29 kg/kWh (CBS,2022).

Tabel 3.4 Reductie pompenergie door piekreductie op jaarbasis

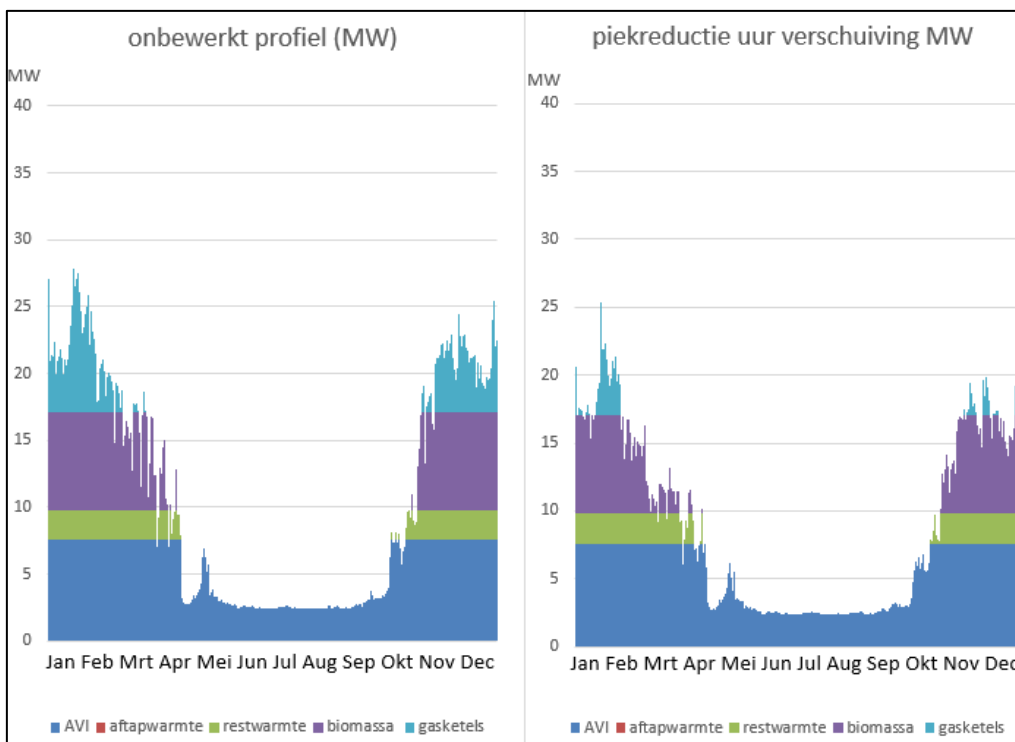
	Berekening reductie pompenergie
Warmteverbruik MWh	42915
Pompverbruik MWh (0,0072 MJe/MJth)	309
Pompverbruik na piekreductie MWh	247
Besparing pompenergie MWh	62
Besparing pomp kosten €	9250
Besparing/woning €	2,00
Besparing ton CO ₂ /jaar	18

3.2.2 Baten gewijzigde bronnenmix door verlagen piekvraag

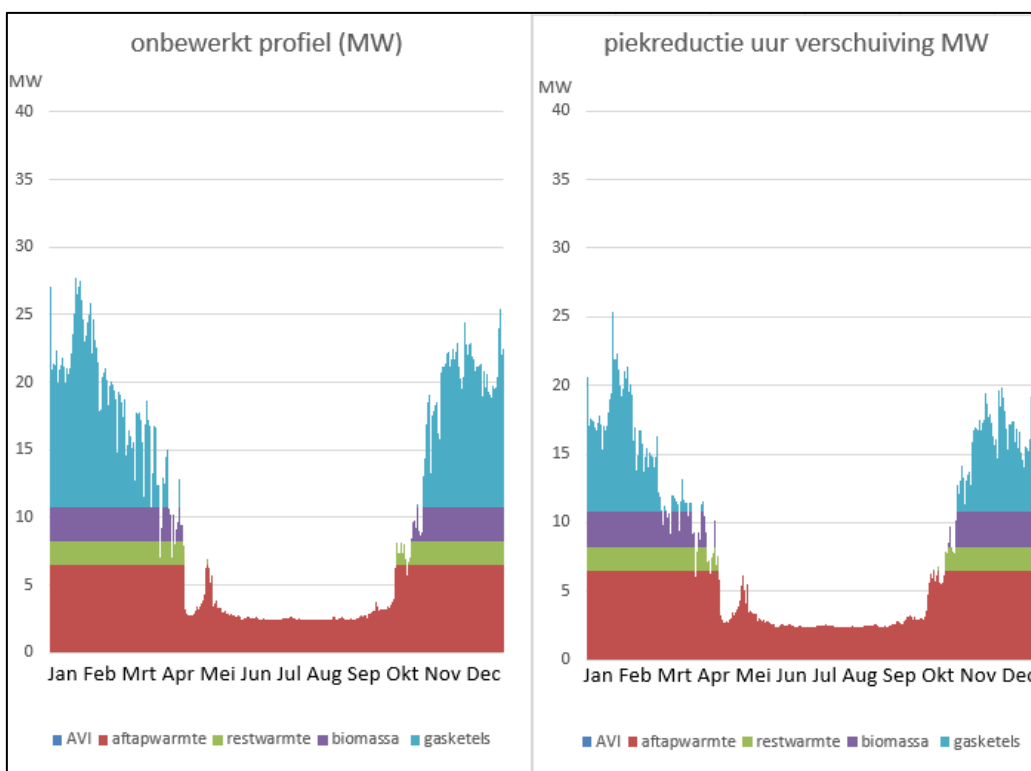
De baten van piekreductie door een gewijzigde bronnenmix zijn bepaald op jaarbasis. Hierbij is uitgegaan van de twee bronnenmixen:

1. bronnenmix AVI Basislast geleverd door AVI
2. bronnenmix aftapwarmte Basislast geleverd door aftapwarmte elektriciteitscentrale

De profielen en de bronneninzet voor de bronnenmix met de AVI en met de aftap warmte zijn zichtbaar in respectievelijk figuur 3.1 en figuur 3.2.



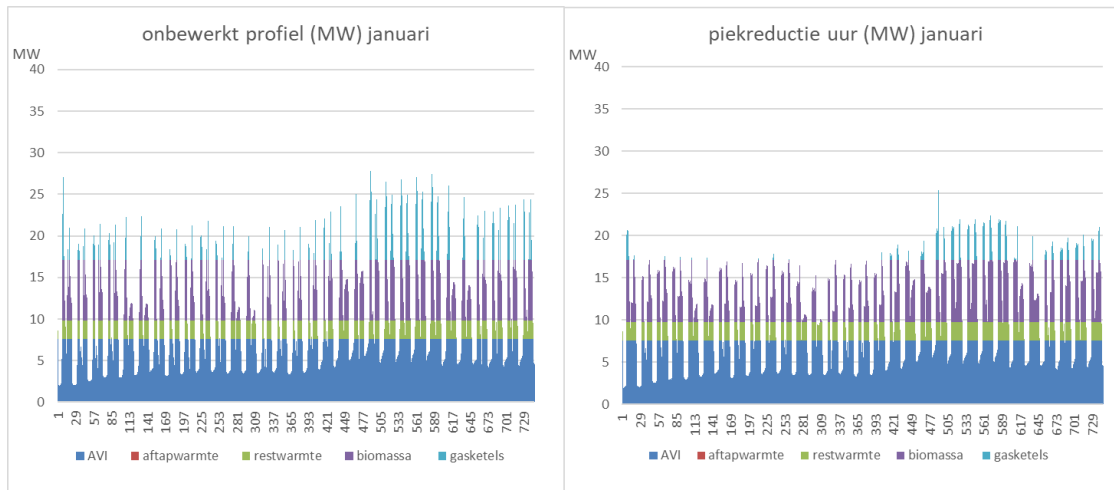
Figuur 3.1 bronnenmix AVI situatie onbewerkt profiel en profiel na piekreductie



Figuur 3.2 bronnenmix aftapwarmte onbewerkt profiel en profiel na piekreductie

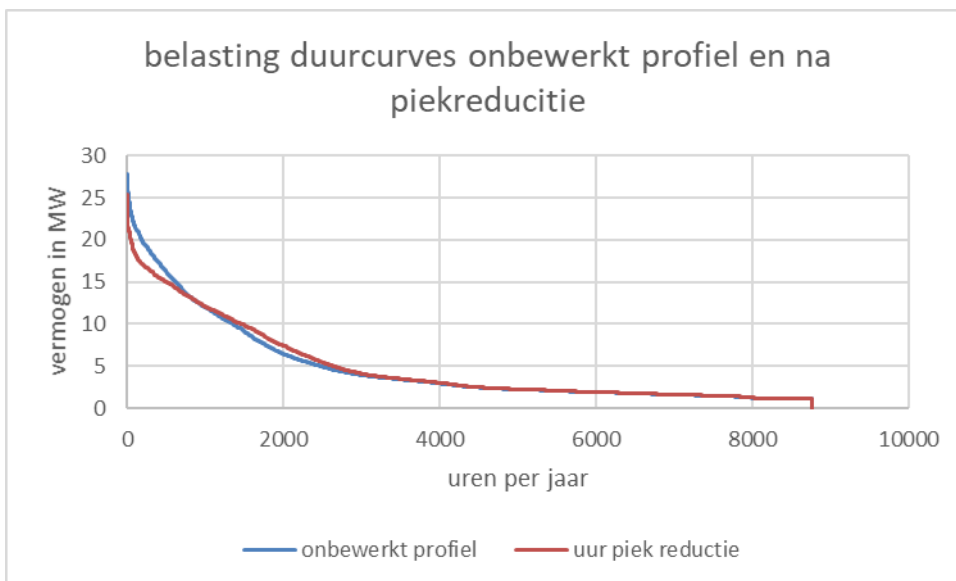
De baseload wordt geleverd met de AVI of de aftapwarmte van de elektriciteitscentrale. Dit is de warmtebron die als eerste wordt ingezet. Vervolgens volgt restwarmte, biomassa en de gasketels.

Bij het analyseren van figuur 3.1 en 3.2 lijkt het alsof de oppervlakken onder de twee getoonde grafieken niet gelijk zijn. Het oppervlak onder de grafiek vertegenwoordigd de totaal geleverde warmte en dat moet in beide gevallen (met en zonder piek reductie) gelijk zijn. Door het wegvallen van de witruimtes tussen de pieken (veroorzaakt door verlaagd nachtverbruik) voor het jaarprofiel lijkt het alsof het oppervlak onder de grafiek na piekreductie kleiner is. Om te laten zien wat er gebeurt is in figuur 3.3 het profiel voor de maand januari met en zonder piekreductie weergegeven. Hieruit is zichtbaar dat het verbruik van de gasketels (blauw), duidelijk zichtbaar vervangen is door de inzet van biomassa (paars) en ook door restwarmte (wat iets minder goed zichtbaar is). Bij de weergaven van het jaarverbruik zijn de witruimtes tussen de pieken niet meer zichtbaar.



Figuur 3.3 inzet bronnenmix voor de maand januari onbewerkt profiel en na piekreductie

Uit de achterliggende data volgt dat de geleverde warmte gelijk is, en ook blijkt dit visueel uit de belasting duurcurves van het onbewerkte profiel en het profiel na piekreductie in figuur 3.4. Uit figuur 3.1 en figuur 3.2 blijkt dat de hoogte van de pieken na piekreductie lager zijn, daarnaast heeft er een verschuiving plaatsgevonden van benutting van de bronnen, waarbij de bronnen met een lagere prioriteit (bijvoorbeeld de piekgasketel) minder ingezet worden. Er heeft een verschuiving plaatsgevonden van piekgasketels naar restwarmte, biomassa AVI en aftapwarmte zie tabel 3.5 en tabel 3.6.



Figuur 3.4 belasting duurcurves, vermogen ruimteverwarming en tapwater inclusief leiding verlies

Tabel 3.5: Verschuiving van de bronnenmix na piek reductie en prijs voor brandstofkosten, bronnenmix AVI

	Warmteproductie verschillende bronnen zonder vraagsturing		Warmteproductie verschillende bronnen met vraagsturing (uur verschuiving)		Marginale operationele productiekost en warmte of kosten inkoop warmte euro/GJ
	GJ		GJ		
AVI	115732	74,9%	118939	77,0%	4
aftapwarmte	0	0,0%	0	0,0%	10
restwarmte	12415	8,0%	13703	8,9%	6
biomassa	21767	14,1%	20631	13,4%	7
gasketels	4580	3,0%	1221	0,8%	26
totaal	154494		154494		

Tabel 3.6: Verschuiving van de bronnenmix na piek reductie en prijs voor brandstofkosten, bronnenmix aftap warmte

	Warmteproductie verschillende bronnen zonder vraagsturing		Warmteproductie verschillende bronnen met vraagsturing (uur verschuiving)		Marginale operationele productie-kosten warmte of kosten inkoop warmte euro/GJ
	GJ		GJ		
AVI	0	0,0%	0	0,0%	4
aftapwarmte	108343	70,1%	110674	71,6%	10
restwarmte	11355	7,3%	12661	8,2%	6
biomassa	12897	8,3%	14086	9,1%	7
gasketels	21899	14,2%	17073	11,1%	26
totaal	154494		154494		

Met de kosten per bron (zie tabel 2.1) zijn nu de totale brandstofkosten bepaald van de oorspronkelijke en gewijzigde bronnenmix. De biomassaketel wordt gestookt op B-hout. Voor de AVI, restwarmte, de aftapwarmte van de gascentrale en de biomassaketel is gerekend met de prijs voor inkoop van warmte, daarin zitten ook kosten voor investering onderhoud en bediening verwerkt. Hierbij wordt ervanuit gegaan dat deze installaties niet in eigen beheer van de warmteleverancier zijn, maar dat de warmte wordt ingekocht. Voor de gasgestookte hulpwarmteketel is het uitgangspunt dat deze wel in eigen beheer is en daarom is daar gerekend met marginale operationele kosten. De gehanteerde prijzen per GJ zijn weergegeven in tabel 3.5, en tabel 3.6 in de laatste kolom rechts.

Met deze getallen zijn de bespaarde kosten voor inkoop en productie van warmte bepaald (zie tabel 3.7). Zichtbaar zijn de kosten voor de wijk als totaal (kolom 2) en de kosten omgerekend naar één woning (kolom 3). Tevens zijn de gemiddelde kosten voor inkoop en productie van warmte per GJ zichtbaar. Dit is gedaan voor de twee brandstof mixen. Het valt op dat de prijzen bij de brandstof mix aftapwarmte een factor 2 hoger liggen dan die voor de AVI. Dit wordt voornamelijk veroorzaakt doordat de kosten voor aftapwarmte meer dan 2 keer hoger zijn dan voor de AVI. Uit tabel 3.7 blijkt dat de brandstofprijs per GJ afneemt als gevolg van de gewijzigde brandstofmix. Dit wordt hoofdzakelijk veroorzaakt doordat het aandeel van de uren piekgasketel afneemt. Toepassen van piekreductie door loadshifting levert voor beide brandstofmixen een vergelijkbare besparing op: voor de brandstofmix AVI 16 euro per jaar en voor de brandstof mix aftapwarmte 19 euro per jaar.

Tabel 3.7: Warmteproductiekosten en besparing op warmteproductie kosten

brandstof kosten	Totaal €/jaar	Per woning €/jaar	Gemiddelde marginale productiekosten warmte en inkoop warmte €/GJ
Brandstofmix AVI			
zonder piek reductie	€ 841.475	€ 185	€ 5,45
piek reductie uur	€ 767.379	€ 195	€ 4,97
besparing/ jaar	€ 74.096	€ 16	
Brandstofmix aftapwarmte elektriciteitscentrale			
zonder piek reductie	€ 1.840.165	€ 404	€ 11,91
piek reductie uur	€ 1.753.155	€ 195	€ 11,35
besparing/ jaar	€ 87.010	€ 19	

In de toekomst zullen aardgasgestookte hulpketels vanwege hun klimaatimpact ook moeten worden verduurzaamd en bijvoorbeeld worden gestookt op groen gas. De marginale operationele kosten voor een groen gas gestookte ketel liggen rond de 34 euro per GJ warmte. De baten zijn dan nog wat hoger. Voor de AVI bronnen mix komt dit uit op 112.864 euro per jaar, wat overeenkomt met 22 euro per woning en voor de bronnenmix met aftapwarmte 122.430 euro per jaar en 27 euro per woning.

Aangezien de diverse bronnen een verschillende CO₂ emissie hebben (zie tabel 2.3), verandert door piekreductie en de hiermee gepaarde verschuiving in de bronnenmix ook de CO₂-emissie van de warmte geleverd in het net. In Tabel 3.8 en tabel 3.9 staat de CO₂ uitstoot weergegeven voor respectievelijk de bronnenmix AVI en de bronnenmix aftapwarmte.

De totale uitstoot van CO₂ door warmtelevering in de voorbeeldwijk voor de bronnenmix AVI bedraagt 1135 ton CO₂ per jaar. Door piekreductie vindt een verschuiving plaats van inzet van bronnen. In tabel 3.8 is zichtbaar dat door de verminderde inzet van de piekgasketels de totale uitstoot van CO₂ afneemt naar 955 ton CO₂ per jaar, wat resulteert in een CO₂ besparing van 179 ton CO₂ per jaar (16 %). De gemiddelde uitstoot van het onbewerkte profiel komt op 7,3 kg CO₂/GJth en na piekreductie bedraagt deze 6,2 kg CO₂/GJth.

De CO₂ uitstoot op basis van de bronnenmix met aftapwarmte laat een vergelijkbaar beeld zien. Ook hier domineert de CO₂ afname van de gasketel en neemt de CO₂ uitstoot af met 245 ton per jaar (7%). De gemiddelde uitstoot van het onbewerkte profiel bedraagt 23,7 kg CO₂/GJth en na piekreductie is deze 22,1 kg CO₂/GJth.

Vergelijking van de twee situaties laat zien dat er in absolute zin meer reductie van CO₂ uitstoot bij de bronnenmix aftapwarmte gerealiseerd wordt.

Tabel 3.8: CO₂ emissie per bron in voorbeeldcase zonder en met vraagsturing en de reductie in gemiddelde CO₂-emissie per GJth bronnenmix AVI

	CO ₂ emissie	Warmte productie voorbeeld wijk zonder vraagsturing	CO ₂ -emissie warmte levering voorbeeldwijk zonder vraagsturing	Warmte productie voorbeeld wijk met vraagsturing	CO ₂ -emissie warmtelevering voorbeeld wijk met vraagsturing
	[kg/GJth]	[GJth per jaar]	[ton CO ₂ per jaar]	[GJth per jaar]	[ton CO ₂ per jaar]
AVI	6	115732	748	118939	768
restwarmte	8	12415	100	13703	110
biomassa	0	21767	0	20631	0
gasketels	63	4580	287	1221	77
totaal		154494	1135	154494	955

Tabel 3.9: CO₂ emissie per bron zonder en met vraagsturing en de reductie in gemiddelde CO₂-emissie per GJth bronnenmix aftapwarmte

	CO ₂ emissie	Warmte productie voorbeeld wijk zonder vraagsturing	CO ₂ -emissie warmte levering voorbeeldwijk zonder vraagsturing	Warmte productie voorbeeld wijk met vraagsturing	CO ₂ -emissie warmtelevering voorbeeld wijk met vraagsturing
	[kg/GJth]	[GJth per jaar]	[ton CO ₂ per jaar]	[GJth per jaar]	[ton CO ₂ per jaar]
aftapwarmte	20	108343	2191	110674	2239
restwarmte	8	11355	91	12661	102
biomassa	0	12897	0	14086	0
gasketels	63	21899	1372	17073	1070
totaal		154494	3656	154494	3411

Er moeten CO₂ emissierechten gekocht worden voor installaties met een thermisch vermogen groter dan 20 MW. Het benodigd vermogen van de gasketels bedraagt 11 MW voor de AVI bronnenmix en 17 MW voor de aftapbronnenmix (tabel 3.3). Waarschijnlijk is het vermogen van de installaties groter als back up voorziening bij extreme koude in de winter. Wanneer ook emissierechten moeten worden betaald, levert de- CO₂-besparing ook baten doordat minder emissierechten hoeven te worden aangekocht. Met een CO₂-prijs van 80 euro per ton en de eerder berekende CO₂ besparing gaat het om 14.350 euro/jaar aan financiële baten voor de bronnenmix AVI en 19.600 euro/jaar aan financiële baten voor de bronnenmix aftapwarmte.

3.2.3 Extra aansluitingen door verlagen piekvraag

Door piekreductie zal het maximaal benodigde vermogen dat gevraagd wordt afnemen. Hierdoor ontstaat er ruimte op het net om meer woningen aan te sluiten. Dit bespaart op investeringskosten per woning, want de aanlegkosten voor een warmtenet worden uitgesmeerd over meerdere woningen. Deze besparingen vinden plaats op de kosten voor aanleg van het primaire net en voorzieningen als gebouwen voor onderstations en geïnstalleerde vermogens. Om de extra

woningen aan te sluiten zal het secundaire net wel uitgebreid moeten, daarmee zijn wel kosten gemoeid. Zoals ook benoemd in paragraaf 2.2 is dit lastig te kwantificeren daarom wordt hier volstaan met aangeven hoeveel extra aansluitingen mogelijk zijn (zie tabel 3.10) en wat de vermeden investering in piekketels is. Hierbij is aangenomen dat de investering voor een gasketel 140 euro/kW bedraagt (zie bijlage 1, tabel B1).

Gekeken is naar de maximale piekvraag na vraagsturing. Die bedraagt 25,4 MW bij vraagsturing met 1 uur verschuiving in vraagprofiel, dat is 9% lager dan de piekvraag zonder vraagsturing. Uit de data bleek dat deze piek slechts 1 uur per jaar optreedt. Als voorafgaand aan die dag geen nachtverlaging wordt toegepast, dan kan de piek verlaagd worden naar 22,3 MW, dat is 20% lager dan de piekvraag zonder vraagsturing. Met 20% piekreductie kun je met 80% van de capaciteit de huidige woningen bedienen. Er kunnen dus $100/80 = +25\%$ meer woningen aangesloten worden.

Tabel 3.10: potentieel extra aansluitingen en vermeden ketel investering na piekreductie

	Maximum piek MW	Vermeden investering in piekketel	Extra aantal woningen	Percentage Extra woningen
Zonder vraagsturing	27,8			
Met vraagsturing en 1 uur verschuiving vraag (9 % piekreductie)	25,4	342.350	440	10%
Met vraagsturing en in zeer koude nachten geen nachtverlaging (20 % piekreductie)	22,3	770.000	1100	25%

3.2.4 Baten lagere investeringskosten nieuw warmtenet door verlagen piekvraag

Als vraagsturing in een warmtenet een bewezen techniek is leidt dit tot lagere investeringskosten omdat kleinere diameters van de leiding nodig zijn. Stel dat het warmtenet in de voorbeeldwijk opnieuw zou moeten worden aangelegd en er wordt bij de dimensionering rekening gehouden met het effect van vraagsturing, hoeveel investeringskosten scheelt dat dan? De baten worden berekend met de rekenmethode uit het VESTA MAIS model. Deze geven een bandbreedte voor de investeringskosten. Met het vermogen voor reductie van de piekvraag van 27,8 MW en een vermogen na reductie van de piekvraag van 25,4 MW dalen de investeringskosten.

Uit de data bleek dat deze piek slechts 1 uur per jaar optreedt. Als voorafgaand aan die dag geen nachtverlaging wordt toegepast, dan kan de piek verlaagd worden naar 22,3 MW. Die waarden zijn ook opgenomen in tabel 3.11.

Tabel 3.11 Investeringskosten in euro per meter leiding warmtenet zonder en met vraagsturing

	minimaal	maximaal
Investeringskosten zonder vraagsturing in euro/meter leiding (27,8 MW)	1507	2270
Investeringskosten met vraagsturing in euro/meter leiding (25,4 MW) (9% piekreductie)	1457	2191
verschil investeringskosten in euro/meter leiding	50	79
Investeringskosten met vraagsturing in euro/meter leiding (22,3 MW) (20% piekreductie)	1394	2092
verschil investeringskosten in euro/meter leiding	113	179

Het warmtenet in de wijk heeft 46,4 km leidingnetwerk (tracé lengte). De totale investering voor de aanleg van dit warmtenet bedraagt 70 tot 105 miljoen (volgens het VESTA MAIS model). Stel dat het warmtenet in de wijk aangelegd kon worden op een lagere dimensionering omdat vraagsturing een bewezen techniek is, dan zou dat de investeringskosten in warmteleidingen met 2,3-3,7 miljoen euro verminderen (circa 3 % besparing), uitgaande van een piek van 25,4 MW. Uitgaande van een piek van 22,3 MW zou dit de investeringskosten in de aanleg van een warmtenet met 5,3 tot 8,3 miljoen euro verminderen (circa 8 % besparing).

3.3 Baten verlagen retourtemperatuur

3.3.1 Baten minder warmteverlies door verlagen retourtemperatuur

Het verlagen van de retourtemperatuur vermindert het warmteverlies. De methodiek waarmee het effect voor warmteverlies kan worden bepaald is toegelicht in paragraaf 2.3.1. Voor de case is de retourtemperatuur in het primaire en secundaire net met 5 en 10 graden verlaagd (zie tabel 3.12). Uitgangspunt is dat dit alleen in het stookseizoen mogelijk is, dus gedurende de helft van het jaar. Er is uitgegaan van een gemiddelde brandstofprijs van 5,45 €/GJ voor de AVI bronnenmix en van 11,91 €/GJ voor de aftapwarmte bronnenmix (zie tabel 3.7)

Tabel 3.12: temperaturen na verlagen retour temperatuur

temperaturen	primair net	secundair net
referentie		
T aanvoer [°C]	80	70
T retour [°C]	50	45
Verlagen retour temperatuur 5 °C		
T aanvoer [°C]	80	70
T retour [°C]	45	40
Verlagen retour temperatuur 10 °C		
T aanvoer [°C]	80	70
T retour [°C]	40	35

De warmteverlies reductie in GJ is voor beide bronnenmixen gelijk, deze is zichtbaar in tabel 3.13.

Tabel 3.13 Baten leiding verlies reductie door verlaging retour temperatuur.

case	Warmte verlies [GJ]	Besparing op warmteverlies [GJ]
referentie	34884	
5 °C retour verlaging gedurende een half jaar	33990	894 (3%)
10 °C retour verlaging gedurende een half jaar	33097	1788 (5%)

De daaraan gekoppelde besparing in euro's is voor de beide bronnenmixen verschillend door de verschillende gemiddelde brandstofprijzen voor de 2 bronnenmixen. De resulterende baten zijn weergegeven in tabel 3.14.

Ook de CO₂ reductie is bepaald, hierbij is gerekend met een uitstoot voor de AVI bronnenmix van 7,3 kg/GJth en voor de aftapwarmte bronnenmix van 23,7 kg/GJth. Bij een retourverlaging van 5 °C geldt voor de AVI bronnenmix een CO₂ reductie van 6,6 ton/jaar en voor de aftapwarmtebronnenmix een CO₂ reductie van 21 ton/jaar (zie tabel 3.14). Bij een prijs van 80 euro per ton betekent dit voor de AVI bronnenmix een besparing van 525 euro/jaar en 0,12 cent/woning/jaar en voor de aftapwarmte bronnenmix 1700 euro/jaar en 0,37 cent/woning/jaar.

Tabel 3.14 Baten minder warmteverlies door verlaging retour temperatuur.

case	Bronnenmix AVI			Bronnenmix aftapwarmte		
	Besparing totaal wijk [euro/jaar]	Besparing per woning [euro/jaar]	CO ₂ reductie wijk [ton/jaar]	Besparing totaal wijk [euro/jaar]	Besparing per woning [euro/jaar]	CO ₂ reductie wijk [ton/jaar]
5 °C retour verlaging gedurende een half jaar	€ 4.868	€ 1,07	6,6	€ 10.646	€ 2,34	21
10 °C retour verlaging gedurende een half jaar	€ 9.737	€ 2,14	13,1	€ 21.292	€ 4,68	42

3.3.2 Baten minder pompenergie door verlagen retourtemperatuur

De berekeningsmethode van minder pompenergie door het verlagen van de retourtemperatuur is toegelicht paragraaf 2.3.2. De temperaturen die hiervoor zijn gebruikt staan in tabel 3.15. Hiermee kan de reductie van het debiet in de leidingen van het warmtenet worden bepaald, de resultaten staan in in tabel 3.16.

Doordat het pompvermogen evenredig is met de volumestroom tot de derde macht (zie paragraaf 2.2.2) kan op basis van de volumestroom de reductie van de pompenergie worden bepaald (tabel 3.15). Er is gekozen om te rekenen met het temperatuurverschil tussen aanvoer en retour van het primair net, dit geeft een conservatieve schatting dan uitgaan van het secundair net. De debiet reductie voor het primaire net is namelijk lager, dit komt doordat een 5 graden lagere retourtemperatuur in het primaire net relatief een minder grote verandering ten opzichte van het temperatuur verschil is ($80-50=30$ graden) dan bij het secundaire net ($70-45=25$ graden). Hierdoor zal het debiet in het primaire net minder gereduceerd worden dan in het secundaire net. Een kanttekening hierbij is dat er geen rekening wordt gehouden met de ondergrens van het terugregelen van het pomp debiet. De pompen zijn in de praktijk regelbaar tussen een minimum debiet (b.v. 20% per pomp) tot volledig debiet (100%). Bij de berekening is ervanuit gegaan dat verlagen van de retourtemperatuur alleen mogelijk is in het stookseizoen, dus voor een half jaar. Er is uitgegaan van de elektriciteitsprijs van 0,15 euro/kWh. De CO₂ besparing als gevolg van de elektriciteitsbesparing van de pompenergie is tevens uitgerekend (zie tabel 3.16). Voor de CO₂ emissiefactor van elektriciteit wordt gerekend met 0,29 kg/kWh (CBS,2022).

Tabel 3.15 Reductie debiet en pompenergie door verlaging retourtemperatuur

	Reductie debiet primair net	Reductie debiet secundair net	Reductie pompenergie
Verlaging retourtemperatuur met 5 °C	14%	17%	$0,86^3=0,64$ dus 36% reductie en in een half jaar 18%
Verlaging retourtemperatuur met 10 °C	25%	29%	$0,75^3= 0,42$ dus 58% reductie en in een half jaar dus 29%

Tabel 3.16 Baten reductie pompenergie door verlaging retourtemperatuur.

case	Pomp energie [MWh/jaar]	Besparing Pomp energie [MWh/jaar]	Besparing pomp energie wijk [euro/jaar]	Besparing pomp energie per woning [euro/jaar]	CO ₂ reductie wijk [ton/jaar]
Referentie	309				
5 °C verlaging retourtemperatuur gedurende een half jaar	252	57,2 (19 %)	8.580	1,89	17
10 °C verlaging retourtemperatuur gedurende een half jaar	220	89,3 (29 %)	13.398	2,94	26

3.3.3 Totale baten verlagen retourtemperatuur

De totale baten van de verlaging van de retourtemperatuur door minder pompenergie en minder warmteverliezen kunnen bij elkaar opgeteld worden. Hiermee volgen de totalen zoals zichtbaar in tabel 3.17

Tabel 3.17 Totale baten minder pompen energie en minder warmteverlies door verlaging retour temperatuur.

case	AVI bronnenmix		Aftapwarmte bronnenmix	
	Besparing pompenergie en warmteverlies per woning [euro/jaar]	CO ₂ reductie wijk Pompenergie en warmteverlies [ton/jaar]	Besparing pompenergie en warmteverlies per woning [euro/jaar]	CO ₂ reductie wijk Pompenergie en warmteverlies [ton/jaar]
5 °C retour verlaging gedurende een half jaar	2,96	23	4,22	38
10 °C retour verlaging gedurende een half jaar	5,08	39	7,61	68

3.3.4 Extra aansluitingen door verlagen retourtemperatuur

Wanneer de retourtemperatuur verlaagd wordt, kan er meer warmte geleverd worden als de volumestroom van het warmtenet gelijk blijft) dan kan het aantal aansluitingen op het net toenemen. Echter het vermogen van de bron zal dan ook moeten toenemen, omdat er meer warmte wordt geleverd. Bij een 5 °C temperatuurverlaging is er een toename van 17 % aansluitingen mogelijk ($35/30=1,17$) (zie paragraaf 2.3.3) en bij 10 °C temperatuurverlaging een toename van 33 %, dit betreft alleen de aanleg van leidingen in het net.

Tabel 3.18 nieuw aantal aansluitingen op het net

	Toename aansluitingen mogelijk op het net
5 °C retour verlaging	17 %
10 °C retour verlaging	33 %

3.3.5 Verbetering efficiency bronnen door verlagen retourtemperatuur

Deze paragraaf gaat over in welke mate de efficiency van de bronnen wijzigt als de retourtemperatuur van het warmtenet afneemt met 10 graden. Aangezien de bronnen warmte leveren aan het primaire net, wordt dit bekeken voor de temperaturen in het primaire net (zie tabel 3.19). De hulpketel staat echter in het secundaire net.

Tabel 3.19 aanvoer en retour temperatuur in primair net. referentie en na verlaging retourtemperatuur met 10 graden.

temperaturen	primair net referentie	Verlaging retour temperatuur -10 C retour
T aanvoer [°C]	80	80
T retour [°C]	50	40

AVI of aftapwarmte elektriciteitscentrale

De warmte die aan de stadsverwarming wordt toegevoerd in geval van de AVI en de aftapwarmte uit de elektriciteitscentrale is afkomstig van de aftap stoom uit de lage druk stoomturbine. Als daar warmte afgetapt wordt, gaat dit ten koste van de hoeveelheid elektriciteit die opgewekt kan worden met die stoom. Het drukk niveau waarop de stoom wordt afgetapt wordt bepaald door de gewenste aanvoertemperatuur van het warmtenet, in dit geval 80 graden (zie tabel 3.17). Bepalend voor deze situatie is de aanvoertemperatuur van het warmtenet. Een lagere retourtemperatuur van het warmtenet zal geen invloed hebben op de efficiency van de bron.

Biomassa en gasketel

Bij een ketel op aardgas of biomassa is het uitgangspunt dat er ook warmte wordt gewonnen door de rookgassen te laten condenseren tegen het koude water uit de retourleiding van het warmtenet. Als de temperatuur van het water in de retourleiding van het warmtenet lager is, dan kan er meer condensatiewarmte worden teruggewonnen uit de rookgassen. Uit gegevens van een HR ketel (zie bijlage 6) blijkt dat er circa 3 % rendementsverbetering haalbaar is, als de retourtemperatuur met 5 graden daalt van 50 naar 45 graden. Dit betekent er 3 % minder brandstofinput nodig is. Hiermee worden de marginale kosten van de gasgestookte hulpwarmtekotel verlaagd van 26 euro/GJ warmte naar 25 euro/GJ warmte.

Restwarmte

Om een inschatting te maken van het effect van verlaging van retour temperatuur op restwarmte als bron is gekeken naar wat een gewijzigde situatie oplevert voor een geïnstalleerde warmtewisselaar. In het eindadvies van SDE++ 2021 van PBL (PBL, 2021) wordt ervan uitgegaan dat de aanvoertemperatuur van de restwarmte bron tussen de 75 °C en de 120 °C. ligt. Er wordt hier daarom een gemiddelde aangenomen van 98 °C. Aangenomen wordt dat de warmte met het stadsverwarmingsnet wordt uitgewisseld via een tegenstroom warmtewisselaar, waarbij de temperaturen in de referentiesituatie gelden zoals vermeld in tabel 3.18. De uitgaande temperatuur van de restwarmestroom uit de warmtewisselaar is daarbij geschat op 70 °C, uitgaande van een temperatuurverschil tussen de uitgaande temperatuur van de reststroom en de retourtemperatuur van het primaire net van 20 °C (en daarbij een $\Delta T_{in}=19$ °C over de warmtewisselaar) Er is gerekend met een vaste Cp waarden van 4,19 kJ/kgK. De uit te wisselen restwarmtestroom bedraagt 1,75 MW (conform het vermogen van de rest warmte bron aftapwarmte, zie tabel 3.3). De massastromen door de warmtewisselaar volgen dan uit de over gedragen warmte en de temperatuur verschillen over de warmtewisselaar (zie tabel 3.18).

De warmteoverdracht in de warmtewisselaar wordt bepaald door de eigenschappen van de warmtewisselaar (het warmtewisselend oppervlak A en de overall warmteoverdrachtscoëfficiënt U en het logaritmisch temperatuurverschil tussen de twee stromen, ΔT_{ln}).

Hierbij is

$$q = U * A * \Delta T_{ln}$$

Met

$$\Delta T_{ln} = \frac{\Delta T_2 - \Delta T_1}{\ln(\Delta T_2 / \Delta T_1)}$$

Als eerste wordt voor de referentiesituatie bepaald wat de warmtewisselende eigenschappen ($U \cdot A$) zijn voor de warmtewisselaar, uitgaande van berekende q en ΔT_{ln} . Wanneer het warmtenet een lagere retourtemperatuur heeft (40 °C in plaats van 50 °C), dan wordt het temperatuur verschil (ΔT_{ln}) over de warmtewisselaar groter en dan is er meer warmteuitwisseling mogelijk. Uitgaande van de condities van een zelfde warmtewisselaar met warmtewisselend vermogen $U \cdot A = 92 \text{ kW/K}$ is nu bepaald wat de massastroom van de restwarmtestroom moet worden om retourstroom vanuit de stadsverwarming op te warmen naar 80 °C als de retourtemperatuur niet 50 °C is maar 40 °C. Dit is gedaan via de NTU effectiveness methode (Çengel, 2015), pagina 672-685. In tabel 3.18 staan de resultaten bij '10 graden retourtemperatuur verlaging'. Op vergelijkbare wijze is berekend wat de effecten zijn bij 5 graden retourtemperatuur verlaging.

Uit de resultaten in tabel 3.20 blijkt dat bij een 10 graden lagere retourtemperatuur 14% meer warmte kan worden benut uit de restwarmtebron met dezelfde warmtewisselaar en dezelfde investering, en voor 5 graden retourtemperatuur 6 % meer. Dat betekent dat de restwarmte hierdoor goedkoper kan worden. De basisprijs van restwarmte bedraagt 6,1 [€/GJ] (zie tabel 2.1), voor de gewijzigde situatie voor 10 graden en voor 5 graden temperatuurverlaging wordt dat respectievelijk 5,8 €/GJ en 5,3 €/GJ (zie tabel 3.20).

Tabel 3.20: gegevens van de waterstromen en gegevens van de warmtewisselaar.

Referentie situatie	Primair net	Rest warmte stroom
T in [°C]	50	98
T uit [°C]	80	70
Massastroom [kg/s]	13,9	14,9
warmteuitwisseling		
Warmtewisselaar UA [kW/K]	92	
Warmteuitwisseling [kW]	1750	
Kosten restwarmte [€/GJ]	6,1	
5 °C retour temperatuur verlaging	Primair net	Rest warmte stroom
T in	45	98
TUit	80	68
Massastroom [kg/s]	12,6	14,9
warmteuitwisseling		
Warmtewisselaar UA [kW/K]	92	
Warmteuitwisseling [kW]	1850	
Kosten restwarmte [€/GJ]	5,8	
10 °C retour temperatuur verlaging	Primair net	Rest warmte stroom
T in	40	98
TUit	80	66
Massastroom [kg/s]	11,9	14,9
warmteuitwisseling		
Warmtewisselaar UA [kW/K]	92	
Warmteuitwisseling [kW]	2000	
Kosten restwarmte [€/GJ]	5,3	

4 Discussie

In dit rapport is een “eerste oefening” gedaan om de baten van vraagsturing in een warmtenet te kwantificeren. In de studie zijn een aantal aannames en veronderstellingen gedaan, waarvan de gevolgen in deze paragraaf verder worden besproken.

4.1 Verschuiving van het vraagprofiel

We hebben hier een simpele aanpassing van het vraagpatroon verondersteld waarin tijdens de dagelijkse ochtend en middagpieken een uur eerder wordt begonnen met verwarmen. Er is aangenomen dat de verwarming een uur eerder plaats vindt en dat het warmtegebruik over de duur van de piek gemiddeld kan worden. Dit betekent dus dat de warmtevraag van de woning verplaatst wordt in de tijd. Er is niet gekeken wat het temperatuurverloop in de woning vervolgens is. Er wordt er van uit gegaan dat de temperatuur in de woning behaaglijk blijft. Ook zal het energieverbruik bij de klant toenemen, de woning wordt namelijk eerder, en daarmee langer verwarmd. Deze kosten zijn niet in kaart gebracht.

Als er dagelijks wordt ingegrepen in het vraagprofiel dan is de impact voor de klant relatief groot. Een andere mogelijkheid is om slechts in te grijpen bij koude winterdagen. Uit de analyse van de meetdata bleek dat in deze situatie (het jaar 2019) er 9 dagen waren waarbij de piek boven de 25,4 MW komt. Van deze 9 dagen vielen er 6 dagen in één koudste week. Alle pieken vonden plaats in de ochtend. Als op deze 9 dagen vraagsturing wordt toegepast, dan kan de piek gereduceerd worden van 27,8 MW naar 25,4 MW. Als de warmteleveranciers dit doen, dan zijn er ook investeringsbaten te behalen: reductie in investeringen van piekketels of een reductie in investering per huis door een toename van huisaansluitingen op het warmtenet. De baten zijn identiek aan de baten genoemd bij ‘piek reductie- 1’ in tabel 3-10. Ook kan het net dan kleiner gedimensioneerd worden bij aanleg van nieuwe netten, de besparing is dan identiek aan de situatie waarbij de piekvraag wordt gereduceerd tot 25,4 MW (tabel 3.11). De baten voor reductie van operationele kosten zal verwaarloosbaar zijn, omdat de loadshifting slechts gedurende de ochtend op 9 dagen plaatsvindt.

Onze kwantificering is een theoretische beschouwing van de baten van vraagsturing ervan uitgaande dat het vraagpatroon verschuift. In werkelijkheid zal de reactie van bewoners op regeltechniek, communicatie of variabele tarieven bepalend zijn voor het uiteindelijke effect op de warmtevraag. Dat kun je alleen maar in pilots onderzoeken. Dat is een argument om kleinschalige pilots te starten en niet te blijven hangen in theoretische simulaties. Ook is bepalend hoeveel bewoners mee doen aan vraagsturing: dat bepaalt in welke mate je het totale vraagprofiel kan beïnvloeden. Het is zeker niet nodig dat alle klanten mee moeten doen een effect in loadshifting te kunnen bereiken: als namelijk iedereen een uur eerder opwarmt, dan treedt de totale piek een uur eerder op. Als de helft van de mensen een uur eerder zal opwarmen, wordt verwacht dat dit effect bereikt kan worden.

4.2 Kenmerken van de voorbeeldcase

In de voorbeeldcase is er sprake van een vaste aanvoertemperatuur, 80/50 en er wordt geen stooklijn toegepast. Het effect van een stooklijn is wel bepaald (zie bijlage 2), maar niet in het eindresultaat verwerkt, omdat dat niet optreedt in het beschouwde warmtenet. Bij andere netten is dat mogelijk wel interessant. Ook zijn er veel netten waar de aanvoer temperatuur hoger is dan die in de beschouwde wijk. Bij hogere aanvoertemperatuur levert warmteverliesreductie meer besparing op.

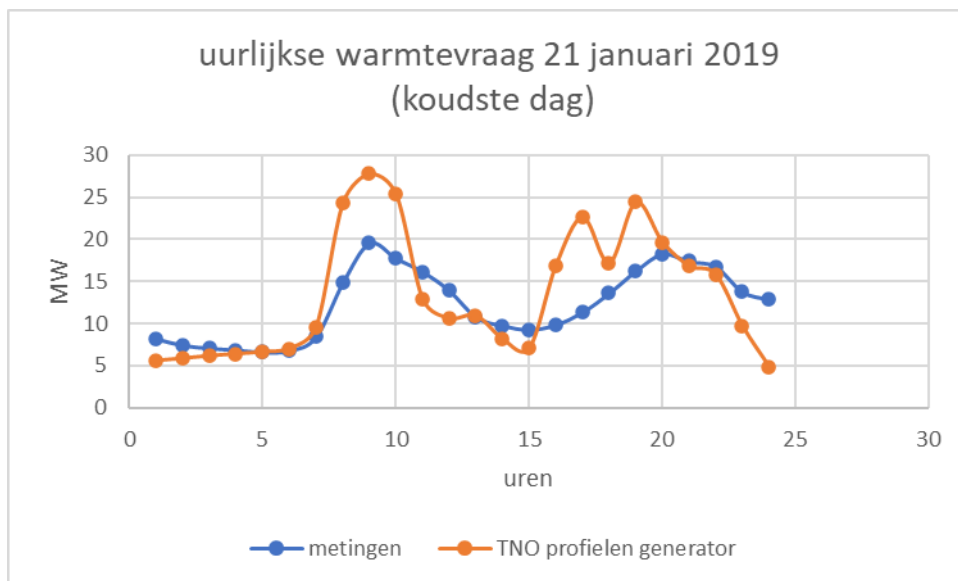
Om de baten te kunnen kwantificeren was het nodig om te beschikken over een uurlijks warmtevraag profiel. Het profiel is gegenereerd op basis van het jaar 2019. Dat jaar is kijkend naar het gemiddelde aantal graaddagen over de afgelopen 10 jaar iets kouder dan gemiddeld. Hoe kouder het jaar, hoe meer vraagsturing op zal leveren. Andere jaren zullen een ander warmteprofiel laten zien, maar ook een andere verdeling van de warmtebronnen. Het zou interessant zijn om te onderzoeken hoe groot het effect is van variatie in de jaren op de baten van vraagsturing. Hierdoor zullen de besparingen die realiseerbaar zijn per case wisselen. Het effect van 2 verschillende bronnenmixen die in dit rapport zijn doorgerekend is daar een illustratie van.

In de case is uitgegaan van een wijk, bestaande uit 4551 woningen met de daarbij behorende vermogensverdeling van bronnen. De grootte van de wijk en het aantal woningen bepaalt de gelijktijdigheidfactor in de vraag. Hoe groter het warmtenet hoe kleiner de gelijktijdigheid van de vraag. Volgens ISSO- publicatie 7 daalt de gelijktijdigheid bij wijken groter dan 200 woningen niet verder dan 0,55 dit zal dus vooral voor kleine wijken gelden. Bij grotere wijken is de gelijktijdigheid constant. Daarnaast zal een andere verdeling van bronnen en andere kosten van de betreffende bronnen een ander resultaat opleveren. Door verschillende variaties en cases door te rekenen kunnen de gevolgen van deze effecten op de baten worden bepaald.

In de beschreven case is het effect van buffers niet meegenomen: Door het plaatsen van buffers zullen de dagpieken worden afgevlakt en zullen de pieken minder hoog zijn. Het effect van buffers heeft een vergelijkbaar effect als loadshifting.

4.3 Validiteit van het vraagpatroon

Bij de analyse is er uitgegaan van een warmtevraagpatroon dat is gegenereerd met de warmteprofielengenerator ontwikkeld door TNO. De ontwikkeling van deze tool is nog volop bezig, waaronder validatie aan gemeten vraagprofielen. De warmteprofielen die hiermee gegenereerd zijn, zijn vergeleken met metingen van de warmteleverancier van de voorbeeldwijk. De eerste validaties die zijn gedaan met metingen lieten zien dat de vraagpieken van de TNO profielen generator smaller en hoger zijn (zie figuur 4.1) en dat de pieken in de metingen meer afgevlakt zijn dan dat de warmteprofielengenerator weergeeft. De analyse van de maanden januari, februari en maart lieten zien dat de totale energie over de maanden januari, februari en maart van de metingen en de TNO warmteprofielengenerator ook afweken (zie tabel 4.1). TNO berekent een hoger verbruik in januari en februari, maar in maart juist een lager verbruik. De piek van de metingen ligt lager dan die door TNO bepaald.



Figuur 4.1: vergelijking profielen generator en metingen

De verschillen tussen het vraagprofiel berekend door de TNO warmteprofielgenerator en de metingen worden onder andere veroorzaakt door de volgende verschillen:

- Wij hebben de warmteprofielgenerator alleen de woningen laten doorrekenen. In werkelijkheid zijn er ook utiliteitsgebouwen in de wijk.
- De aanwezigheid van het warmtenet wordt niet verdisconteerd in de warmteprofielen generator, maar ook niet in de metingen op het warmte overdracht station (WOS). Temperatuurveranderingen hebben enkele uren nodig om door het distributienet te stromen. Een verhoging van de aanvoertemperatuur leidt meteen tot een hoger vermogen op het WOS, maar komt pas uren later achterin het net. Een verlaging van de retourtemperatuur door vraagtoename achterin het net wordt pas enkele uren later in het WOS gemeten als een vraagtoename. Ook de aanwezigheid van eventuele warmtebuffers is niet meegenomen. Deze effecten zorgen ervoor dat de WOS-meting meer uitgesmeerd is dan de warmte profielen generatorsimulatie.
- De metingen zijn gedaan bij een warmteoverdrachtstation. De warmteprofielgenerator gaat uit van de warmtevraag van de woningen zonder leiding verliezen. In dit rapport is het warmteverlies berekend en bij het TNO warmteprofiel opgeteld als constant verlies over het jaar.
- De warmteprofielen generator -simulatie zou directer gevalideerd kunnen worden met uurwaarden van slimme warmtemeters, zodat de aanwezigheid van het warmtenet geen rol speelt in de validatie.
- In de warmteprofielgenerator wordt rekening gehouden met het verschillende stookgedrag van mensen, in zowel de hoogte van het setpoint als verschillende schakel profielen, maar die kan ook afwijken van wat er werkelijk gebeurt.

Verder worden bij het berekenen van de TNO warmteprofielen diverse aannames gedaan (zie www.warmteprofielgenerator.nl). Alle aannames veroorzaken afwijkingen tussen de profielen van de warmteprofielgenerator en de metingen/werkelijke situatie.

De metingen zelf waren niet bruikbaar voor ons onderzoek, omdat deze pas later in het project beschikbaar waren. Daarnaast ontbraken er een aantal maanden in de meetgegevens (de maanden oktober, november en december) waardoor er geen beschikking is over een geheel jaar aan meetgegevens.

Wat betekent dat nu voor de resultaten die in dit rapport zijn berekend? Het gevolg zal zijn dat de pieken in werkelijkheid lager zullen zijn dan is verondersteld. Hierdoor zal het effect van piekreductie minder groot zijn dan in deze studie wordt berekend. Het is aan te bevelen de berekeningen nogmaals uit te voeren met een aangepast en gevalideerd profiel, of de berekening uit te voeren met een complete set van metingen.

Tabel 4.1 vergelijking TNO profiel en metingen van verbruik per maand

	meting	TNO	verschil
	MWh	MWh	
januari	7790	8104	-4%
Februari	5540	5888	-6%
maart	5390	4232	21%
piek	20,8 MW	27,8 MW	

4.4 Baten verlagen retour temperatuur

Wat opvalt in de berekeningen van het voorgaande hoofdstuk is dat de kostenbesparing door retourtemperatuurverlaging relatief laag zijn, de kostenreductie ten gevolge van warmteverliezen tgv 5 °C retourtemperatuurverlaging ligt voor deze situatie voor de AVI bronnenmix en de aftap bronnenmix in de orde grootte van 1 à 2 euro en inclusief reductie pompverliezen tussen de 3 a 4 euro per woning. Voor 10 graden verlaging van retourtemperatuur is dit krap een factor 2 hoger. Om dit te kunnen begrijpen, kijken we hier naar de totale brandstofkosten van de wijk. Tabel 4.2 geeft hiervan een overzicht.

Tabel 4.2 Totale brandstofkosten warmtenet van de gehele wijk en per woning inclusief warmteverlies

	Warmte vraag wijk [GJ/jaar]	Brandstofkosten warmtenet wijk [€/jaar]		Warmte vraag per woning [GJ/jaar]	Brandstofkosten warmtenet per woning [€/jaar]	
		bronnen mix AVI	Bronnen mix aftap warmte		Bronnen mix AVI	Bronnen mix aftap warmte
Totaal	154494	841475	1840165	34	185	404
Verwarming	101483	552745	1208760	22	121	266
Tapwater	18126	98729	215903	4	22	47
Leiding verlies	34884	190002	415502	8	42	91

Hierin is zichtbaar dat de kosten door warmteverliezen van de leidingen voor de bronnenmix AVI €42 per woning per jaar bedragen en voor de bronnenmix aftapwarmte € 91 per woning per jaar. Als er 3 % bespaard kan worden (dit geldt voor de situatie van 5 graden retour temperatuur verlaging, zie tabel 3.13), dan betekent dat een besparing van respectievelijke € 1,07 en € 2,34 per huis (zie tabel 3.13 en 3.14) aan reductie van warmteverlies. Als dit bedrag wordt gebruikt wordt om investeringen in vraagsturing te verantwoorden, dan is de investeringsruimte voor de warmteleverancier beperkt.

Deze constatering is gebaseerd op de marginale productiekosten of kosten voor inkoop van warmte van de warmteleverancier (zichtbaar in tabel 4.1). Er is uitgegaan van een brandstofprijs voor de AVI bronnenmix van 5,45 €/GJ en voor de aftapwarmte bronnenmix van 11,91 €/GJ. Maar verlaging van de retour temperatuur levert ook andere voordelen op: het efficiënter gebruik van bronnen (zie paragraaf 3.3.4) en er kunnen meer huizen worden aangesloten op het leidingnetwerk, wat een besparing oplevert in investeringen in geval van uitbreiding.

Ter vergelijking is ook gekeken naar de internationale literatuur. In een studie in Zweden (Lauenburg, 2014) zijn experimenten gedaan met verlagen van de retourtemperatuur in huizen met radiatoren door aanpassen van de volumestroom in de huizen. Uit de experimenten bleek dat bij een gemiddelde retourtemperatuur tussen de 35 en de 40 graden een retourtemperatuurverlaging van circa 2,5 graad mogelijk was. Dit sluit aan bij de feedback van warmteleveranciers op dit rapport dat 5 graden retourverlaging een realistischer schatting is dan 10 graden retour verlaging. Echter in het artikel van Oevelen (Oevelen, 2018) worden reducties van de retourtemperaturen gerapporteerd tot 10 graden, bij een gemiddelde retour temperatuur van 45 graden. De studie van Oevelen is echter een theoretische studie.

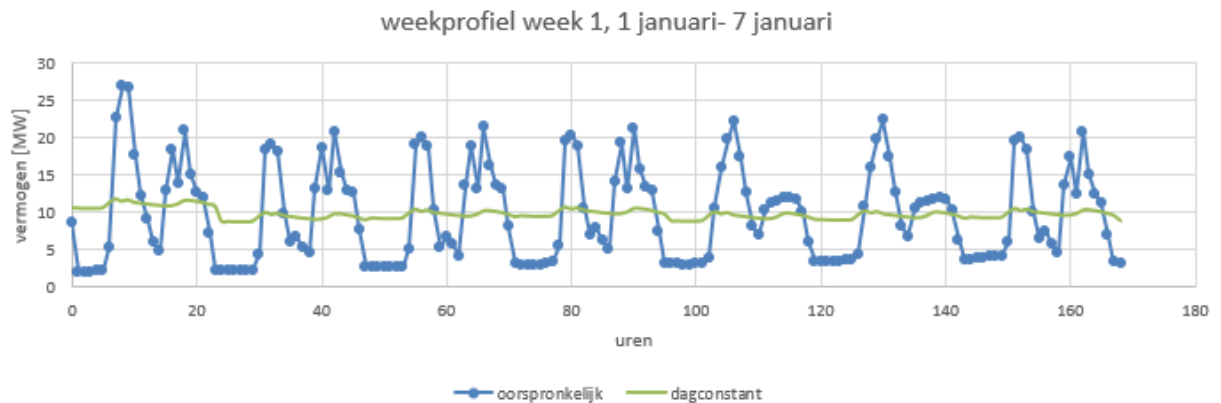
In een Deens artikel (Østergaard, 2019) wordt benoemd dat de kosten besparing van retourtemperatuurverlaging op verschillende manieren kan worden bepaald afhankelijk van de baten die worden beschouwd: reductie van warmteverliezen in het net, reductie van pompverliezen, toegenomen capaciteit op het net maar ook de toename van de efficiency van de warmtebron, doordat deze bij lagere temperatuur beter benut kan worden. De besparing hangt af van welke effecten relevant zijn en worden meegenomen in een betreffende case en verschillen daarom sterk. Het artikel rapporteert terugverdientijden van 0,3 tot 19 jaar voor de individuele klant en 1,3 tot 4 jaar voor het totale systeem. In het artikel wordt ook gerefereerd naar een Zweedse studie over 27 warmtenetten (Frederiksen, 2013) met besparingen van 0,03 euro tot 0,38 euro per MWh geleverde energie per °C. Bij een besparing onder in de range (0,03 euro/ MWh/ °C) gaat het om reductie warmteverliezen en pompverliezen, bij hogere baten (0,38 euro/ MWh/ °C) zijn er ook baten van andere of betere benutting van warmtebronnen (Frederiksen, 2013). Voor de case die wij bestudeerd hebben komen de reductie voor pomp en energieverlies op circa 0,07 tot 0,12 euro per MWh geleverde energie per °C, en ligt in de zelfde orde grootte qua besparingen. Verder zijn de resultaten lastig te vergelijken, want de studie is uitgevoerd over een periode van 15 jaar (tussen 1996 en 2010), waarbij de kosten van energie uiteenliepen. De huidige energiekosten zijn sterk toegenomen ten opzichte van 12 tot 27 jaar geleden, wat een verklaring is waardoor de baten in deze studie de baten hoger zijn.

In het artikel van Oevelen (Oevelen, 2018) is onderzoek gedaan naar een control strategy voor het optimaliseren van een warmteoverdracht substation. Er is gekeken naar een optimale control curve in het secundaire systeem en de effecten daarvan op de retourtemperatuur van het netwerk. Uit verschillende simulaties bleek dat er een gemiddelde retourtemperatuur van het primaire circuit 6 graden lager kon zijn, waarbij de gemiddelde flowreductie 7,6 % was waarmee de pomp energie 15 tot 20 % gereduceerd kon worden. Voor onze uitgewerkte case blijkt een besparing van 19 % aan pompenergie bij een 5 oC retourtemperatuurverlaging in de zelfde orde grootte te liggen.

4.5 Effect van maximale peak shaving

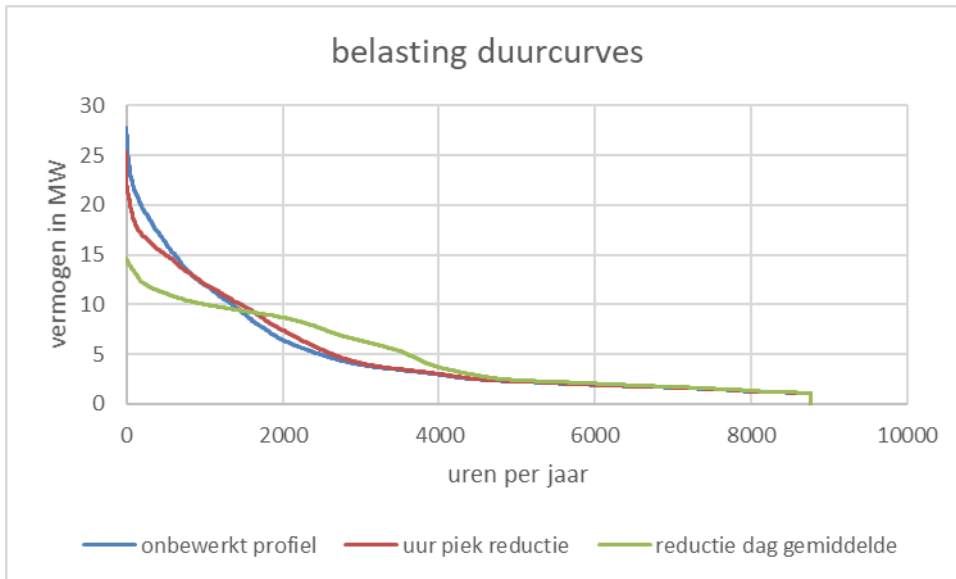
In de berekeningen is uitgegaan van de situatie waarbij er door variabele tarieven of centrale regeling het vraagprofiel een uur verschoven kan worden. Op het moment dat er bijvoorbeeld vloerverwarming wordt toegepast, zal ook het vraagprofiel ingrijpend veranderen. Omdat vloerverwarming op lage temperatuur te weinig vermogen heeft om een woning snel op te warmen, wordt er geen nachtverlaging toegepast en een constante thermostaatinstelling verondersteld. Met vloerverwarming zal er daardoor nauwelijks sprake zijn van verwarmingspieken en daarmee kun je vloerverwarming beschouwen als ultieme vorm van vraagsturing. We laten hier zien wat het effect zou kunnen zijn. Deze maximale peakshaving kan ook op andere manieren dan vloerverwarming worden bereikt.

Het effect op het warmtevraagprofiel is een uniforme dagpatroon: de warmte gesommeerd over een dag en dan uitgesmeerd over 24 uur. Het ongewijzigde profiel en het uniforme dagprofiel zijn zichtbaar in figuur 4.2



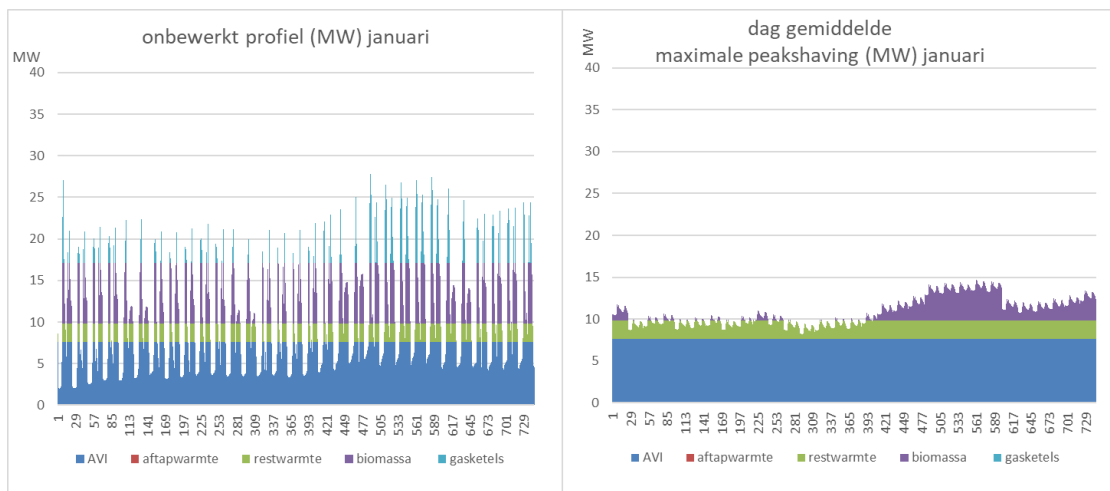
Figuur 4.2: Oorspronkelijk profiel en aangenomen dagconstant profiel, warmtevraag inclusief tapwater en leiding verliezen

In figuur 4.3 staan een drietal belastingcurves van de totale warmtevraag inclusief tapwater en leiding verliezen weergegeven. De groene belastingcurve is de situatie die maximale peak shaving nabootst. Daarbij is duidelijk te zien dat de piek sterk afneemt en dat de curve een constanter verloop over het jaar laat zien.



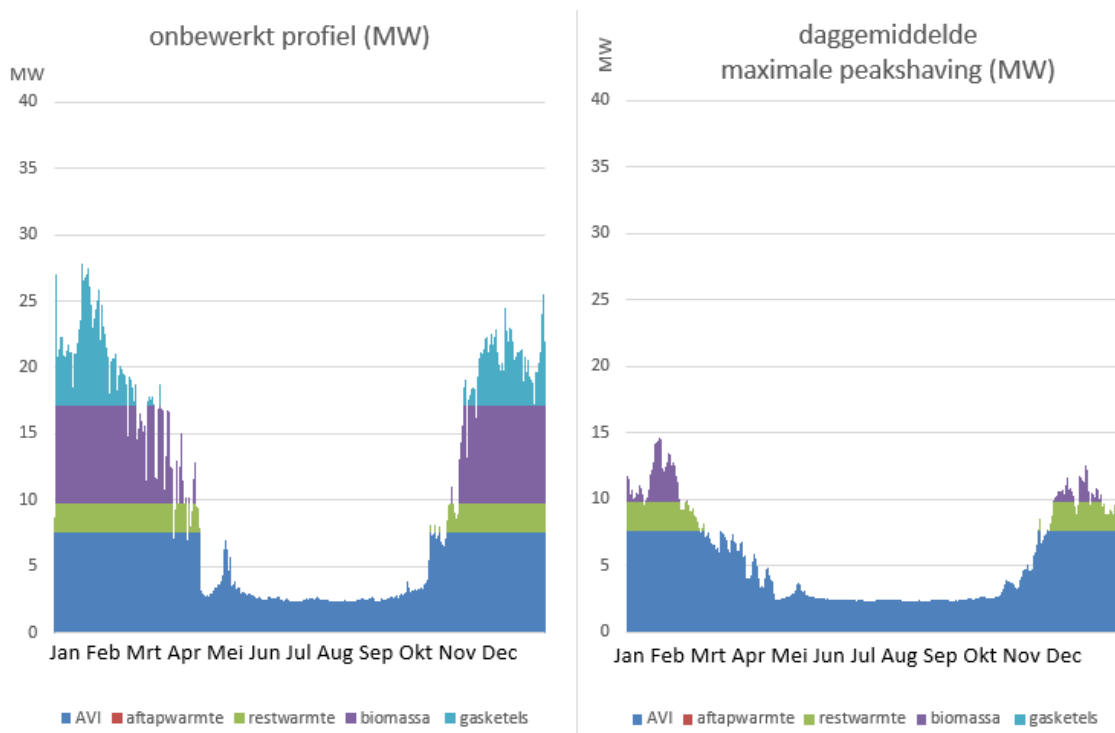
Figuur 4.3: oorspronkelijk profiel en uur verschuiving piek reductie en maximaal peakshave profiel (reductie dag gemiddelde). Ruimteverwarming, tapwater en inclusief leidingverlies.

Voor dit maximaal peakshaving profiel kan ook worden gekeken wat het effect is op de bronnen inzet, vergeleken met het oorspronkelijke profiel. Dit is gedaan voor de AVI bronnenmix (figuur 4.5) en voor de aftapwarmte bronnenmix (figuur 4.6). Als wordt gekeken naar de grafieken in figuur 4.5 en 4.6, dan is de randvoorwaarde dat de totale geleverde warmte, dus de oppervlakte onder de grafiek, gelijk moet zijn. Bij het analyseren van deze figuren lijkt het alsof de oppervlakken onder de twee getoonde grafieken niet gelijk zijn. Om te laten zien wat er gebeurt is in figuur 4.4 het profiel voor de maand januari met en zonder piekreductie weergegeven. Hieruit blijkt dat het verbruik van de gasketels (kleur cyaan en ook van een deel van de biomassa (paars) over wordt genomen door de AVI (blauw) en restwarmte (groen). De witruimtes van de pieken in het onbewerkte profiel vallen weg op jaarbasis (vergelijk met figuur 4.5), en daardoor lijkt het oppervlakte onder de grafiek bij het onbewerkte profiel groter dan bij het profiel na maximale peakshaving. Ook blijkt uit een check van de achterliggende dat inderdaad dat de totaal geleverde energie gelijk is. De diverse belastingduurcurve in figuur 4.3 geven ook de indicatie dat de oppervlakken onder de grafieken gelijk zijn gebleven voor de 3 situaties.



Figuur 4.4: AVI bronnenmix oorspronkelijk profiel en maximale peak shaving profiel, voor de maand januari

AVI bronnenmix



Figuur 4.5: AVI bronnenmix oorspronkelijk profiel en maximale peak shaving profiel

Voor de bronnenmix AVI zal door maximale peakshaving de inzet van de piekgasketels in het geheel komen te vervallen, zie figuur 4. 5 en tabel 4.3. Het aandeel van de andere bronnen zal toenemen. De gemiddelde brandstofprijs daalt dan van 5,45 €/GJ (ongewijzigd profiel) naar 4,59 €/GJ (maximale peakshaving). De besparing op brandstofkosten door maximale peakshaving als gevolg van de gewijzigde bronnenmix bedraagt ca 29 €/jaar per woning. Als dit wordt vergeleken met de effecten die bereikt worden door het verschuiven van de piek met 1 uur, dan zijn de besparingen van maximale peakshaving circa een factor 2 hoger.

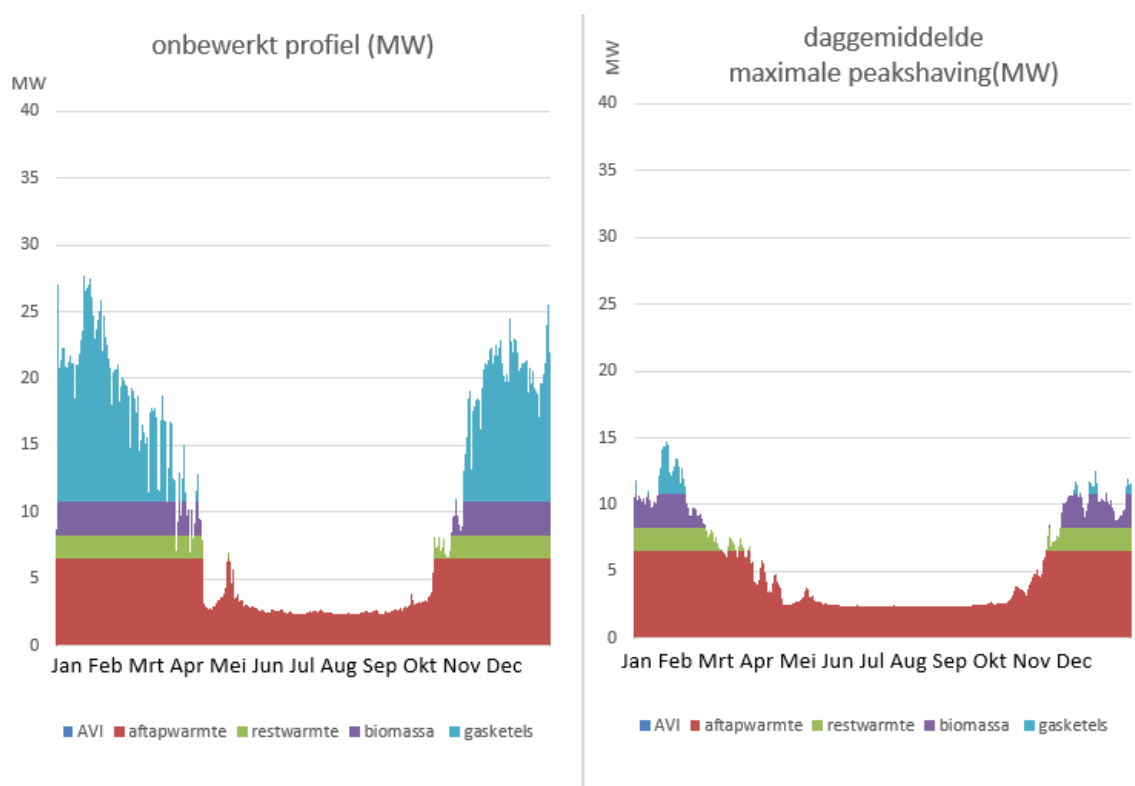
De gemiddelde CO₂ uitstoot hierdoor daalt van 8,4 kg/GJth (ongewijzigd profiel) naar 7,45 kg/GJth (maximale peakshaving). Echter is de CO₂ uitstoot bij maximale peakshaving hoger dan bij verschuiven van de piek met 1 uur. Dit komt doordat door toepassing van maximale peakshaving ook het aandeel biomassa afneemt terwijl die van restwarmte en de AVI juist toenemen. Biomassa heeft een CO₂ uitstoot van 0 kg/GJth, terwijl AVI en de restwarmte een uitstoot hebben van 7 respectievelijk 10 kg/GJ. Het voordeel van maximale peakshaving is echter wel dat er lagere brontemperaturen mogelijk zijn, waarmee andere duurzame bronnen mogelijk zijn. Ook resulteert dit in verlagen van geïnstalleerd vermogen, en zijn er minder investeringen nodig, dit wordt verderop in deze paragraaf uitgewerkt.

Tabel 4.3: Verschuiving van de bronnenmix AVI na maximale peakshaving en prijs voor brandstofkosten

	Warmteproductie voorbeeldijk zonder vraagsturing		Warmteproductie voorbeeldijk met maximale peakshaving		Brandstofkosten euro/GJ
	GJ/jaar		GJ/jaar		
AVI	115732	74,9%	133501	86,41%	4
restwarmte	12415	8,0%	15228	9,86%	6
biomassa	21767	14,1%	5765	3,73%	7
gasketels	4580	3,0%	0	0,00%	26
Totaal	154494		154494		

Bronnenmix aftapwarmte

De inzet van de bronnen met de variant maximale peakshaving is zichtbaar in figuur 4.6.



Figuur 4.6: aftapwarmte bronnenmix oorspronkelijk profiel en maximaal peakshaving profiel

Voor de bronnenmix aftapwarmte neemt de energie geleverd door gasketels sterk af van 14 % tot minder dan 2 % (zie tabel 4.4). Het aandeel restwarmte en aftapwarmte neemt toe.

Uit berekeningen is gebleken dat de gemiddelde brandstofprijs daalt van 11,91 €/GJ naar 9,81 €/GJ. De besparing op brandstofkosten door maximale peakshaving als gevolg van de gewijzigde bronnenmix aftapwarmte bedraagt ca 71 €/jaar per woning. Als dit wordt vergeleken met de effecten die bereikt worden door het verschuiven van de piek met 1 uur, dan zijn de besparingen circa een factor 3,5 hoger. De gemiddelde CO₂ uitstoot hierdoor daalt van 26 kg/GJth naar 21 kg/GJth, een daling van 20 %.

Tabel 4.4 Verschuiving van de aftapwarmte bronnenmix na maximale peakshaving en prijs voor brandstofkosten

	Warmteproductie voorbeeldwijk zonder vraagsturing		Warmteproductie voorbeeldwijk met maximale peakshaving		Brandstofkosten euro/GJ
	GJ/jaar		GJ/jaar		
aftapwarmte	108343	70,1%	122845	79,51%	10
restwarmte	11355	7,3%	16193	10,48%	6
biomassa	12897	8,3%	12625	8,17%	7
gasketels	21899	14,2%	2831	1,83%	26
Totaal	154494		154494		

Hiermee kan geconcludeerd worden dat het toepassen van maximale peakshaving een zeer gunstig effect heeft op de kosten van de brandstof, dit geldt voor beide brandstofmixen en varieert van 30 €/jaar per woning tot ca 70 €/jaar per woning. De mate van CO₂-reductie hangt af van de uitstoot van de bronnen die ingezet worden.

Extra aansluitingen en besparing investeringskosten door reductie piekvraag

De piekvraag daalt met ongeveer 48%. Daardoor kunnen circa 90% (100/52) meer huizen worden aangesloten op hetzelfde net, en de investering van een gasgestookte piekreductie ketel komt te vervallen mits deze niet nodig is als backup voor de warmtevoorziening. Ook de besparing op de investeringskosten wanneer een nieuw net zou worden aangelegd is aanzienlijk. Uitgaande van een piek van 14,7 MW in plaats van 27,8 MW dan zouden de investeringskosten in warmteleidingen met 14-22 miljoen euro (circa 20 % besparing) verminderen.

Een additioneel voordeel zal zijn dat door toepassing van bijvoorbeeld vloerverwarming de aanvoer en retour temperatuur in het net verlaagd kan worden, waarmee warmteverliezen sterk gereduceerd kunnen worden. In het beschouwde net is er sprake van een 70-45 graden net, bij vloerverwarming kunnen de aanvoertemperaturen naar circa 45 graden. Hiermee zijn ook andere duurzamere bronnen inzetbaar die warmte aanleveren op een lager temperatuurniveau, dit zal resulteren in een heel andere bronnenmix. Hiermee gaat het warmtenet over naar een lage temperatuur net. Hier wordt niet verder op ingegaan, omdat dat weer geheel andere mogelijkheden met zich mee brengt en dat buiten de scope van deze studie valt.

4.6 Vergelijking met buitenlandse studies

Recent (Guelpa, 2021) is er een review paper verschenen waarin de studies op een rij worden gezet die in het buitenland zijn gedaan op vraagsturing door loadshifting toe te passen. De bevindingen in dit review liggen in lijn met de resultaten die worden gevonden in ons rapport. Guelpa concludeert in haar review dat uit diverse studies (experimenteel en simulaties) blijkt dat vraagsturing resulteert in een piek reductie die ligt tussen de 10 % en de 30 %. Er zijn bijvoorbeeld experimenten uitgevoerd in een warmtenet van 100 huizen in Turijn waarbij 10 % piekreductie is gemeten bij een verschuiving van de piek van 20 minuten. Simulaties voor deze case geven aan dat bij loadshifting van meer dan 20 minuten tot 30 % piekreductie mogelijk is. In een aantal gebouwen in Finland en Duitsland is een piekreductie gemeten van 25-30 % door de piek in de ochtend te verschuiven naar de nacht of de vroege ochtend. Deze resultaten liggen in lijn met onze studie, waarbij gevonden is dat met het verschuiven van de piek vraagprofiel met 1 uur 20 % piekreductie behaald.

Het effect van vraagsturing op energiebesparing en kosten is lastiger in beeld te brengen. Guelpa concludeert dat er besparing in emissies en kosten worden gerapporteerd oplopen tot 10 %. Een aantal studies melden tegenvallende effecten van vraagsturing op de kosten. De besparingen die haalbaar zijn, zijn sterk afhankelijk van de situatie. Het hangt bijvoorbeeld af van de procescondities in het systeem, het leidingnetwerk, de grootte van het systeem, de soort bronnen en de grootte van de bronnen en vraagprofiel van de gebruikers. Guelpa constateert daarbij dat het niet mogelijk is om de beste oplossing voor implementatie van vraagsturing te definiëren omdat dit te sterk afhankelijk is van de omstandigheden en de case. Ook hangt het af van het doel van vraagsturing: reductie van de kosten of reductie van CO₂ uitstoot.

Ook in ons rapport is zichtbaar dat de resultaten van vraagsturing afhangen van de situatie. Als bij dezelfde case alleen al de bronnenmix verandert verschilt dat al in een besparing van operationele kosten bij piekreductie van 5 % voor bronnenmix aftapwarmte en 9 % voor bronnenmix AVI. Een andere case met andere uitgangspunten zal andere resultaten opleveren (zie ook paragraaf 4.2). Daarom is het aan te bevelen een gevoeligheidsanalyse uit te voeren om te bepalen welke parameters in een specifieke case het grootste effect hebben op het vergroten van de baten, en daarbij een uitsplitsing te maken naar welk type baten.

4.7 Toekomstige warmtenetten

4.7.1 Vraagsturing in lage temperatuur netten

In dit onderzoek zijn de baten van vraagsturing bepaald voor een bestaand net. Dit is gedaan voor een warmtenet dat valt onder een middentemperatuur warmtenet, grenzend aan het regiem hoge-temperatuur warmtenet zie figuur 4.7. De bronnen bestaan hierbij uit een combinatie van AVI en aftapwarmte uit een elektriciteitscentrale, restwarmte, biomassa en (fossiele) piekgasketels. Volgens de typering van de warmtenet generaties (zie bijlage 7) valt dit warmtenet onder een derde generatie warmtenet. Toekomstige warmtenetten (de vierde en vijfde generatie warmtenetten, bijlage 7), zijn gekenmerkt door lagere aanvoer temperaturen en toename van meer duurzame bronnen. In deze paragraaf bespreken we wat vraagsturing betekent voor toekomstige warmtenetten met lagere temperatuur bronnen. We bespreken eerst de baten door verlagen van de retourtemperatuur.

Infrastructuur	Aanvoertemperatuur*
Hogetemperatuur-warmtenet (HT-net)	>75°C
Middentemperatuur-warmtenet (MT-net)	55–75°C
Lagetemperatuur-warmtenet (LT-net)	30–55°C
Zeer lagetemperatuur-warmtenet of bronnet (ZLT-net)	10–30°C

Figuur 4.7 Typering warmtenetten volgens aanvoertemperatuur warmtenet trendrapport (stichting warmtenetwerk, 2020)

Baten verlaging retourtemperatuur.

Bij lage temperatuur warmtenetten wordt de warmte bij een temperatuur tussen de 30-55 °C aangeboden aan de woning (zie figuur 4.7). Aangezien de aanvoertemperatuur van het warmtenet laag is, zijn er waar nodig al aanpassingen aan het bestaande CV systeem gedaan, of in de vorm van grotere radiatoren of radiatoren met ventilatoren, of in de vorm van vloerverwarming . Dit soort systemen heeft al tot gevolg dat er onder deze lagere aanvoertemperaturen zo veel mogelijk warmte wordt afgestaan in de woning. De meetcampagne van WarmingUP 2A over verlaagde

aanvoertemperaturen heeft laten zien praktisch alle woningen geschikt zijn voor 70 °C aanvoertemperatuur en 60% van de woningen geschikt is voor aanvoer temperaturen van 55 °C of lager zonder aanpassingen aan de gebouwschil of het afgiftesysteem (Pothof, 2022). Er zal geen verdere verlaging van retourtemperatuur mogelijk zijn bij systemen met lage aanvoertemperatuur, want de retour temperatuur moet zeker minimaal 5 à 15 graden boven de ruimte temperatuur liggen om warmte te kunnen afstaan aan de woning. Er zijn dus geen baten te verwachten van het verlagen van de retourtemperatuur in een lage temperatuur warmtenet.

Baten verlaging piekvraag door load shifting

In warmtenetten met middentemperatuur wordt de piek voorziening geleverd door piekketels. Een lagere piekvraag en minder inzet van bronnen met hoge variabele kosten levert baten op.

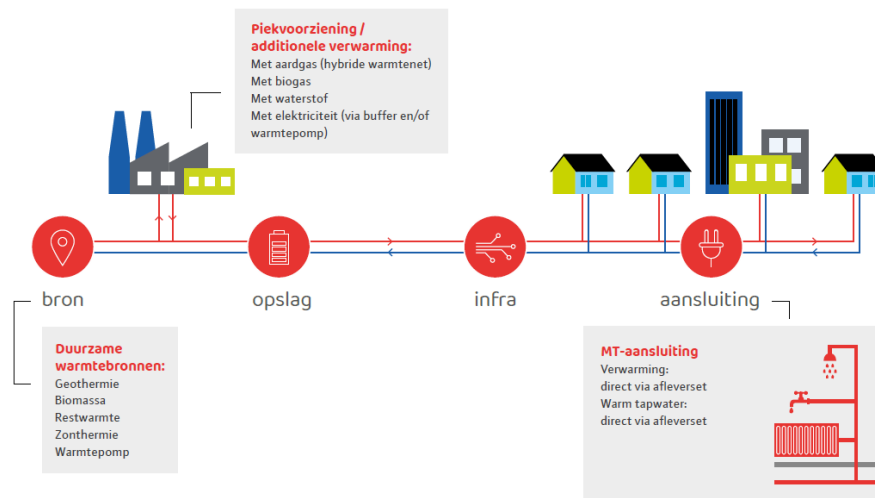
In figuur 4.8 is schematisch weergegeven hoe het basis systeem er uit ziet voor middentemperatuur warmtenetten. In figuur 4.9 is weergegeven hoe het basis systeem eruit ziet voor lage temperatuur warmtenetten en voor zeer lage temperatuur warmtenetten. Zowel voor middentemperatuur als voor lage temperatuur is er een piek voorziening. Dit betekent dat er steeds baten zullen zijn wanneer piek reductie door load shifting wordt toegepast. Immers de variabele kosten van de (fossiele) piekvoorziening zijn over het algemeen hoger dan die van de duurzame systemen (zie tabel 3.6). Echter zullen de baten minder zijn dan berekend is in de middentemperatuur voorbeeld case van dit rapport. Bij lage temperatuur warmtenetten zullen de woningen vaker voorzien zijn van een vloerverwarming, vanwege de lagere aanvoertemperatuur van het warmtenet. Dit houdt in dat er minder piekvraag zal zijn, omdat vloerverwarming een vlakker stookpatroon vereist. Ook moeten woningen voldoende geïsoleerd zijn, anders worden ze niet warm bij lagere temperatuur, daarmee zijn de te behalen baten per woning lager. Ook zullen de pieken door warm tapwater gebruik voor het warmtenet lager uitvallen, immers bij een lage temperatuur warmtenet wordt de warmte voor tapwater voor een deel onttrokken aan het warmtenet, en wordt een deel van de warmte geleverd door elektriciteit via een booster warmtepomp of elektrische booster. In geval van een zeer lage temperatuurverwarming wordt het warmtenet gebruikt als bron voor een individuele warmtepomp (zie figuur 4.9), die ook een vlakker stookpatroon vereist. Het tapwater moet dan in een buffer opgeslagen worden, waardoor tapwaterpieken sterk afgevlakt worden. In dat geval is er in het geheel geen piekvoorziening opgenomen in het warmtenet. Hiermee zullen de pieken niet optreden in het warmtenet, maar in het elektriciteitsnet. Er zijn dus geen of weinig baten voor de warmteleverancier te verwachten door loadshifting in een lage temperatuur warmtenet. Immers door de wijze van ontwerpen van lage temperatuurnetten is de netcapaciteit van (zeer) lage temperatuurnetten al aanzienlijk lager dan midden temperatuurnetten door vlakkere vraagpatronen, minder warmteverliezen en door toepassing van warmtepompen.

De baten voor de warmteleverancier zitten vooral in het ontwerp van het (Z)LT net, dat op een veel lagere piek ontworpen wordt. Voor een ZLT-net is de netcapaciteit slechts 40 – 50% van een MT-net om drie redenen:

- 1) Peak shaving 20%-30% reductie.
- 2) Minder warmteverliezen 20% reductie
- 3) Individuele warmtepompen leveren orde 25% van de vraag.

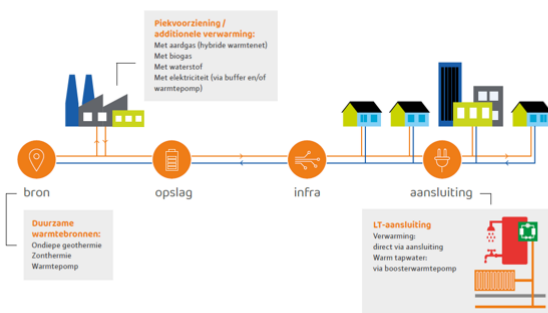
Totaal: $0.8 * 0.8 * 0.75 = 48\%$ tot $0.7 * 0.8 * 0.75 = 42\%$ van de capaciteit van een MT-net.

Middentemperatuur warmtenetten 55-75°C

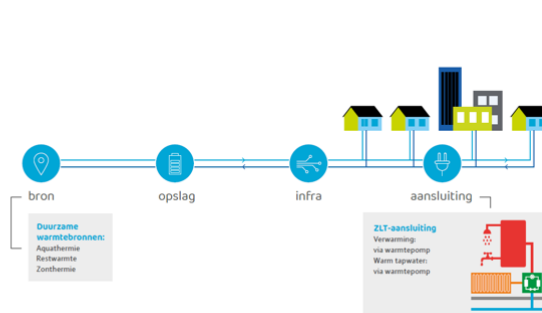


Figuur 4.8: structuur midden temperatuur warmtenet

Lagetemperatuur warmtenetten 30-55°C



Zeer lagetemperatuur warmtenetten 10-30°C



Figuur 4.9: structuur lage temperatuur warmtenet en zeer lage temperatuur warmtenet

4.7.2 Vraagsturing in midden temperatuurnetten met een geothermie bron

De aanwezige basisbronnen in de voorbeeldcase waren aftapwarmte van elektriciteitscentrale en AVI. Er is niet gekeken naar de aanwezigheid van een geothermie bron. Omdat er wordt verwacht dat in de toekomst de geothermiebron belangrijker zal worden is bepaald wat het effect is op de baten bij aanwezigheid van een geothermie bron gecombineerd met een gasketel als piekvoorziening. Er wordt daarbij uitgegaan van de situatie dat de warmte beschikbaar is op een middentemperatuur niveau (diepe geothermie, 500 meter tot 4000 meter, temperatuur 55-120 °C) zodat de warmte rechtstreeks gebruikt kan worden in het warmtenet, zonder tussenkomst van een warmtepomp.

We bespreken eerst de baten door verlagen van de retourtemperatuur en vervolgens de baten door verlagen van de piek vraag in een warmtenet met een geothermiebron.

Baten door verlagen retourtemperatuur.

In geval van een middentemperatuur warmtenet is de verwachting dat er baten optreden door verlagen van de retourtemperatuur. Deze baten worden veroorzaakt doordat pompenergie bespaard kan worden bij verlaging van retourtemperatuur en doordat er minder warmteverliezen zijn (zie hoofdstuk 2 rapport). Beide baten zijn voor een case met een geothermie bron vergelijkbaar als berekend in de voorbeeld case. Daarbovenop zal een lagere retourtemperatuur een hoger rendement opleveren aan de bron kant, wat zich uit in betere benutting van de geothermie bron. De uitwerking is vergelijkbaar met de efficiency verbetering van een restwarmte bron bij lagere retourtemperatuur (zie paragraaf 3.3.4)

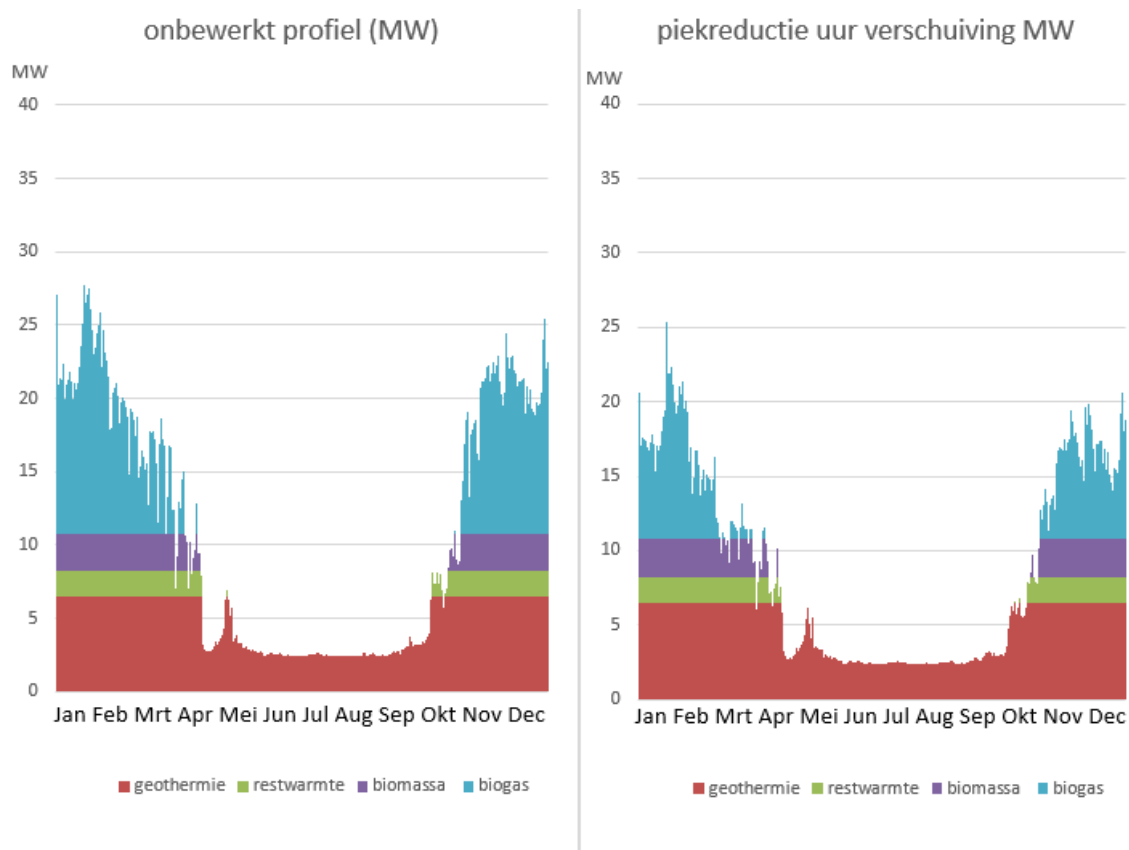
Baten van piek reductie door load shifting

Vanwege de hoge aanlegkosten, door dure boringen, is het wenselijk dat de geothermie zoveel mogelijk vollasturen kan maken. Geothermie is vooral geschikt als basisbron voor een warmtenet en is gebaat bij een constante vraag, over het gehele jaar heen. In dat geval kan de bron continu blijven draaien en zijn de kosten per uur zo laag mogelijk. Om die reden wordt geothermie ook vaak toegepast in de glastuinbouw, daar is immers sprake van een constantere vraag dan bij woningen. In het Eindadvies SDE++ van PBL 2021 (PBL, 2021) worden twee situaties gedefinieerd. Als er wordt uitgegaan van het zogenaamde badkuippatroon in de woningbouw, met hoge warmtevraag in de zomer en lage warmtevraag in de winter, dan geldt het aantal vollast uren van circa 3500 uur. Echter bij bestaande grote stedelijke warmtenetten kan geothermie ook ingezet worden als basislast en dan is een hoog aantal vollasturen mogelijk van 6000 tot 7000 uur (PBL, 2021). Voor die twee situaties kunnen ook de kosten bepaald worden voor de warmte: deze bedragen 14 euro/GJ voor een aantal vollast uren van 6000 uur en 27 euro voor de situatie van 3500 euro per uur (zie bijlage 1).

Als voorbeeld hoe de bronneninzet met geothermie er uit ziet, schetsen we de situatie uitgaande van de bronnenmix met aftapwarmte, waarbij de aftapwarmte wordt vervangen door een geothermie bron. Voor de pieklevering wordt een biogasketel genomen. Voor de kosten van de geothermiebron is uitgegaan van een aantal vollast uren van 4630 uur per jaar (in de zomer zal de geothermie bron deellast draaien, dit is verrekend in het aantal vollasturen). Hiervoor geldt dan een prijs van 21 €/GJ. De gemiddelde brandstofprijs van de mix bedraagt eveneens 21 €/GJ.

Door loadshiftvraagsturing zal een daling van de gemiddelde brandstofprijs optreden van 21 €/GJ naar 20 €/GJ, dit levert per woning een besparing op van 21 euro per woning per jaar. Als dit vergeleken wordt met de besparingen van de eerder bepaalde bronnenmixen (zie tabel 3.7) dan ligt deze besparing in dezelfde orde grootte. Wat wel opvalt is dat de gemiddelde brandstofkosten/inkoopprijs voor warmte van deze mix hoog is vergeleken de bronnenmixen berekend in paragraaf 3.2.2 (AVI bronnenmix is gemiddeld 5 €/GJ en de aftapwarmtebronnenmix is 12 €/GJ). Dit wordt voornamelijk veroorzaakt door de hoge kosten van de geothermie bron, in de praktijk wordt met SDE++ subsidie de onrendabele top afgedekt.

Wat ook zichtbaar is in figuur 4.10 en tabel 4.5 is dat piekreductie door loadshifting vooral tot gevolg heeft dat er een verschuiving plaats vindt van de inzet van bronnen met de laagste prioriteit. Echter wat vooral veel effect zou hebben op de prijs per GJ is als de inzet (aantal vollast uren) van de geothermiebron vergroot zou kunnen worden. Dan kan de prijs per gigajoule flink gereduceerd worden van 21 €/GJ naar 14 €/GJ . De inzet van de geothermiebron wordt echter voornamelijk bepaald door het seizoenseffect en wordt nauwelijks beïnvloed door vraagsturing op uurlijkse basis, zoals wij hier beschouwen. Het aantal draaiuren van een geothermiebron kan beïnvloed worden door gebruik van een seizoensbuffer in de vorm van warmteopslag in de bodem.



Figuur 4.10 toekomstig warmtenet met geothermie bron en biogaspiekkel

Tabel 4.5 Verschuiving van de bronnenmix na piek reductie bij een geothermie bron

	Warmteproductie voorbeeldwijk zonder vraagsturing		Warmteproductie voorbeeldwijk met vraagsturing		Marginale productie-kosten warmte of kosten inkoop warmte
	GJ		GJ		euro/GJ
Geothermie bron	108343	70,1%	110674	71,6%	21
restwarmte	11355	7,3%	12661	8,2%	6
biomassa	12897	8,3%	14086	9,1%	7
biogasketels	21899	14,2%	17073	11,1%	34
totaal	154494		154494		

De totale CO₂ uitstoot van een bronnenmix bedraagt 4,7 kg/GJth. Door vraagsturing zal deze toenemen naar 4,9 kg/GJth, dit komt doordat de biogasketel geen CO₂ uitstoot heeft, maar de overige bronnen wel. De totale CO₂ uitstoot van deze bronnen mix is echter wel veel lager dan de eerdere berekende situaties op basis van de bronnenmix aftapwarmte (23,7 kg/GJth) en AVI bronnenmix (7,3 kg/GJth). Daarmee is het toepassen van geothermie bronnen gunstig voor reductie van de CO₂ uitstoot, echter vraagsturing heeft in deze situatie geen verlaging van de CO₂ uitstoot tot gevolg.

5 Conclusies en aanbevelingen

5.1 Conclusies

Doel van het rapport

Vraagsturing in warmtenetten richt zich op het verlagen van de piekvraag of het verlagen van de retourtemperatuur in een warmtenet. Dat kan via regeltechniek door de warmteleverancier (centrale sturing) of door de gebruiker zelf daartoe aangezet door communicatie of variabele tarieven (decentrale sturing). De vraag is wat de baten van vraagsturing zijn voor een warmteleverancier. De financiële baten van vraagsturing voor een warmteleverancier kunnen weer gebruikt worden om een gebruiker te verleiden aan vraagsturing mee te werken.

De baten zijn doorgerekend op theoretische basis: er wordt gesteld dat er een effect wordt behaald. Bij piekverschuiving is dat een uur eerder opwarmen, bij verlagen van retourtemperatuur is dit 5 of 10 graden retour temperatuur verlaging. Voor de baten van vraagsturing maakt het daarom geen verschil of vraagsturing gebeurt door sturing door het warmtebedrijf via regeltechniek (centrale sturing) of sturing door de gebruiker zelf (decentrale sturing), het beoogde (aangenomen) effect op de warmtevraag is hetzelfde. In werkelijkheid is er wel verschil in de effectiviteit van de maatregel tussen centrale of decentrale sturing. Ook zijn de baten verschillend afhankelijk van het doel van de vraagsturing, of deze gericht is op piekreductie of op het verlagen van de retourtemperatuur.

Case studie

In dit rapport zijn de baten gekwantificeerd voor een gemiddelde praktijk case, die geanonimiseerd is. De case is doorgerekend voor een tweetal bronnenmixen van het warmtenet, afgeleid uit een gemiddelde van een vijftal grote warmtenetten: Eén gemiddelde bronnenmix waarbij de basiswarmte wordt geleverd door een AVI ('bronnenmix AVI') en één gemiddelde bronnenmix waarvan de basis wordt geleverd door de aftapwarmte van een gasgestookte elektriciteitscentrale ('bronnenmix aftapwarmte'). Tabel 5.1 geeft een overzicht van de baten van operationele kosten wanneer de warmteleverancier daar vraagsturing zou toepassen voor zowel de bronnenmix AVI als de bronnenmix aftapwarmte. Tabel 5.2 geeft een overzicht van de financiële baten van vraagsturing voor investeringen. We lichten de baten hieronder verder toe.

Tabel 5.1 Financiële baten vraagsturing warmteleverancier van de wijk, bronnenmix AVI en aftapwarmte, operationele kosten

	Bronnenmix AVI			Bronnenmix aftapwarmte		
	Baten totale case	Baten per woning	CO ₂ reductie	Baten totale case	Baten per woning	CO ₂ reductie
	euro/jaar	euro per woning/jaar	ton/jaar	euro/jaar	euro per woning/jaar	ton/jaar
Baten piekreductie						
besparing productie warmte gewijzigde bronnenmix	74.096	16,3	179	87.010	19,1	245
reductie pompenergie	9.250	2,0	18	9.250	2,0	18
Totale baten	83.346	18	197	96.260	21	263
Totale besparing [%]	9%	9%	16 %	5%	5%	7%
besparing uitgespaarde emissierechten gewijzigde bronnenmix	14.353	3,2		19.580	4,3	
Baten lagere retourtemperatuur met 5 °C						
besparing productie warmte reductie warmteverlies,	4.868	1,1	6,6	10.646	2,3	21
besparing elektriciteit reductie pompenergie,	8.580	1,9	16,6	8.580	1,9	17
totale baten	13.449	3	23	19.227	4	38
Totale besparing [%]	2%	2 %	2 %	1 %	1 %	1 %
besparing uitgespaarde emissierechten reductie warmteverlies	525	0,1		1692	0,4	

Tabel 5.2 Financiële baten vraagsturing investeringen voor warmteleverancier

20% piekreductie (van 27,8 MW naar 22,3 MW door 1 uur loadshifting)	
<i>Kostenbesparing bij bestaand net</i>	
Of reductie investering in piekketels	770.000 euro
Of toename aantal huisaansluitingen op dezelfde warmtebronnen en het zelfde leidingnet	25 %
<i>Kostenbesparing bij aanleg van nieuw net</i>	
Of Kostenbesparing leidingnet door dimensionering met kleinere leidingdiameters (bij aanleg van een nieuw net)	8 %
Baten retourtemperatuurverlaging 5 graden	
Meer aansluitingen op het leidingnet	17 %

Baten verlagen piekvraag

Door reductie van de piekvraag in een warmtenet via loadshifting (het verschuiven van de warmtevraag naar momenten buiten de piek) kan een warmteleverancier besparen op operationele kosten door een gunstiger inzet van warmtebronnen die goedkoper of duurzamer zijn. Daarnaast kan met een lagere piekvraag investeringen in hulpwarmteketels worden vermeden of kan er bespaard worden op de investeringskosten per aansluiting. Ook leidt een lagere piekvraag tot een lagere flow en minder pompenergie bij een gelijkblijvend verschil tussen aanvoer- en retourtemperatuur in het warmtenet, of tot een lagere aanvoertemperatuur en minder warmteverlies.

Loadshifting leidt tot een andere inzet van bronnen (zie figuur 5.1 en figuur 5.2). In de bestudeerde case met de twee bronnenmixen kan door een uur eerder te starten met verwarmen (in de ochtend en middag) het aandeel van de gasgestookte piekketel worden teruggebracht. De andere aanwezige bronnen zullen dan meer warmte produceren. De besparing op brandstofkosten en kosten voor inkoop van warmte is dan voor de AVI bronnenmix 74 duizend euro per jaar, zo'n 16 euro per woning en voor de bronnenmix met aftapwarmte 87 duizend euro per jaar en 19 euro per woning. De totale brandstofkosten en kosten voor inkoop van warmte bedragen voor de bronnenmix AVI 841 duizend euro per jaar, dus dat is een besparing van circa 9 %, voor de bronnenmix met aftapwarmte is dat 1840 duizend euro per jaar hetgeen een besparing betekent van 5%. Omdat loadshifting zorgt voor minder gebruik van gasgestookte hulpketels is ook de aardgasprijs in de komende jaren van belang. In dit rapport rekenen we met 74 eurocent per m³ aardgas. Wanneer de aardgasprijs hoger is, zullen ook de baten hoger zijn.

Dat is gerekend met een gasketel voor de piekvoorziening. Wanneer op termijn piek capaciteit meer duurzaam moet worden zullen er duurdere peakload opties worden ingezet zoals biomassa of waterstof. De marginale operationele kosten van een aardgas gestookte ketel bedragen 26 euro/GJ maar de marginale operationele kosten van een groen gas gestookte ketel zijn circa 34 euro/GJ. De uitgespaarde brandstofkosten bedragen dan voor de bronnenmix AVI circa 99 duizend euro per jaar, dit is circa 22 euro per woning en voor de bronnenmix met aftapwarmte 122 duizend euro wat overeenkomt met 27 euro per woning.

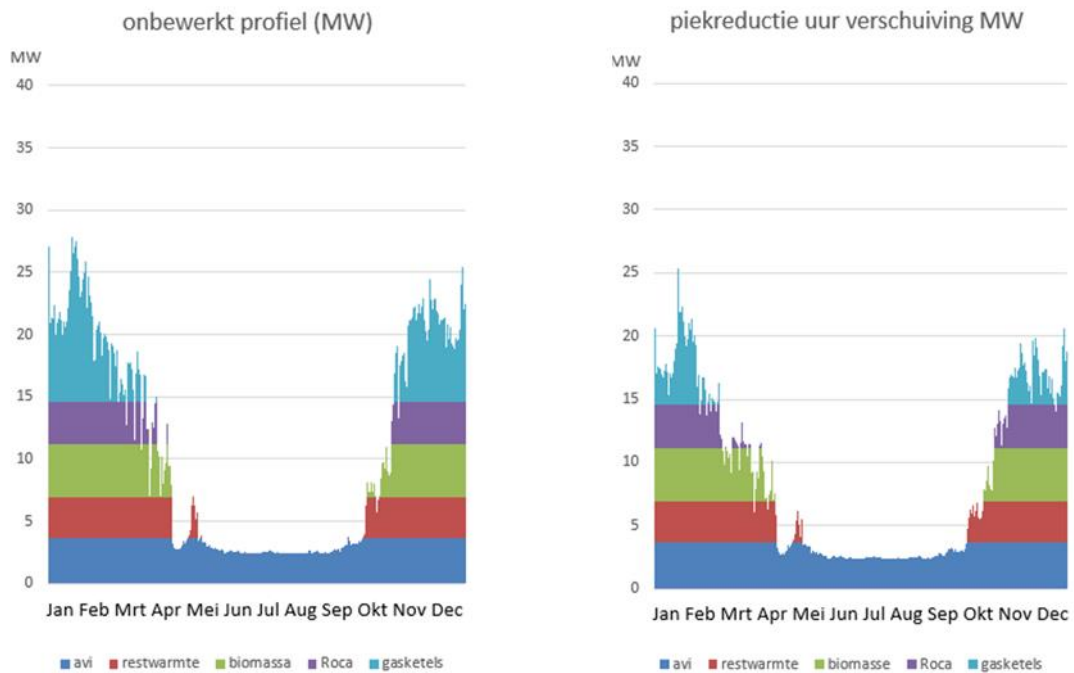
De verschuiving in de bronnenmix leidt ook CO₂-reductie: tot 180 ton per jaar voor de bronnenmix AVI en 245 ton per jaar voor de bronnenmix met aftapwarmte. Dit is respectievelijk 16 % en 7 % ten opzichte van de CO₂-emissie zonder piekverlaging. Wanneer de hulpketels zo groot zijn dat ze onder het emissiehandelssysteem vallen, levert dat ook een besparing op aan emissierechten. Met de actuele CO₂-prijs van 80 euro per ton zou dat voor de bronnenmix AVI 14.400 euro per jaar en voor de bronnenmix aftapwarmte 20.000 euro per jaar aan financiële baten betekenen.

In deze case is sprake van een constante temperatuur in het warmtenet en leidt een lagere piekvraag tot minder pompenergie vanwege een lagere flow. De besparing op elektriciteit voor pompenergie is ruim 9250 euro per jaar, zo'n 2 euro per woning. De totale kosten voor pompenergie bedragen circa 46.000 euro, de besparing is 20% van deze kosten voor pompenergie per jaar.

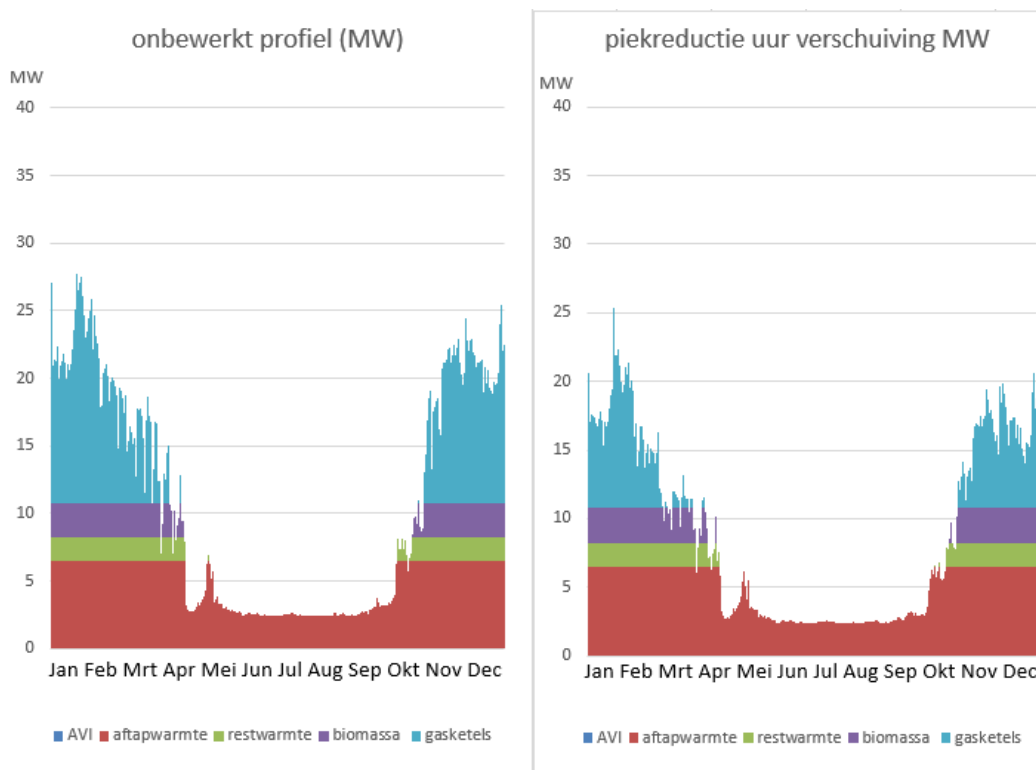
In Tabel 5.2 zijn de baten van investeringen zichtbaar. Wanneer minder inzet van hulpketels nodig is, kan op termijn ook worden bespaard op investeringskosten in piekketel capaciteit. In de beschouwde case is 2,4 MW minder capaciteit nodig, wat 342.000 euro aan investeringskosten uitspaart wanneer hulpketels moeten worden vervangen. Verder blijkt voor de bestudeerde case dat er na piekreductie nog een piek overblijft die gedurende 1 uur van dat jaar optreedt. Deze piek kan mogelijk uitgevlakt worden door in zeer koude periodes geheel geen nachtverlaging toe te passen. Dan is er 5,5 MW minder capaciteit nodig, waardoor 770.000 euro aan investeringskosten van de ketel kan worden uitgespaard.

Een andere mogelijkheid is om meer aansluitingen te realiseren op het net: Er kunnen in dit geval 10 % meer huizen worden aangesloten, als er 2,4 MW minder capaciteit nodig is, bij een verlaging van 5,5 MW dan kunnen er 25 % meer huizen worden aangesloten. Hierdoor kan de investering van het net verdeeld kan worden over meerdere huizen. Wanneer vraagsturing een bewezen techniek is kan bij een nieuw aan te leggen net de leidingen krapper te dimensioneren. Ook dit

levert een besparing op, in dit geval scheelt dat op de aanleg kosten van het leiding werk: 3 % bij 2,4 MW lagere piek en 8 % bij 5,4 MW lagere piek.



Figuur 5.1 Verschuiving inzet warmtebronnen door verlaging van de piekvraag, bronnenmix AVI.



Figuur 5.2 Verschuiving inzet warmtebronnen door verlaging van de piekvraag, bronnenmix aftapwarmte.

Bij het toepassen van maximale peakshaving, een vraagpatroon dat per dag constant is, kunnen de baten door een andere bronnenmix nog eens 1,5 tot 3 keer zo groot zijn, variërend van 30 €/jaar per woning tot ca 70 €/jaar per woning. Dit kan bijvoorbeeld optreden als de woningen vloerverwarming hebben. Vaak gaat dit gepaard met lage temperatuur warmtenetten. In dat geval moeten de woningen dan wel voldoende isolatie hebben. De aanvoertemperatuur in het warmtenet kan dan ook omlaag. Dit brengt additionele voordelen met zich mee: minder warmteverliezen en daarnaast zijn andere lage temperatuur bronnen mogelijk.

Als er dagelijks wordt ingegrepen in het vraagprofiel dan is de impact voor de klant relatief groot. Een andere mogelijkheid is om slechts in te grijpen bij koude winterdagen. Uit de analyse van de meetdata bleek dat in 2019 slechts 9 winterochtenden waren waarbij er echt sprake is van maximale piekvraag. Ook als op deze 9 dagen vraagsturing wordt toegepast, dan kan de piek gereduceerd worden. Als de warmteleveranciers dit doen, dan zijn er ook investeringsbaten te behalen: reductie in investeringen van piekketels of een toename van huisaansluitingen op het warmtenet. De baten voor reductie van operationele kosten zal verwaarloosbaar zijn, omdat de loadshifting slechts gedurende de ochtend op 9 dagen plaatsvindt.

Baten door verlaging retourtemperatuur

Het effect van een lagere retourtemperatuur is minder warmteverlies. Ook de volumestroom zal veranderen als de retourtemperatuur kan worden verlaagd. Immers een hoger temperatuurverschil tussen afvoer en retourstroom zorgt voor een kleinere benodigde volumestroom, waardoor minder pompenergie nodig is.

Bij een 5 °C lagere retourtemperatuur vermindert het warmteverlies met 3% per jaar. In de beschouwde case bespaart dat aan kosten voor de inkoop of productie van warmte voor de bronnenmix AVI bijna 5.000 euro per jaar, en voor de bronnenmix aftapwarmte ruim bijna 11.000 euro per jaar, in beide gevallen 1 % van de totale kosten voor de inkoop of productie van warmte. Dit komt overeen met respectievelijk ongeveer 1 euro en 2 euro per woning. De vermindering van het warmteverlies door een lagere retourtemperatuur leidt ook tot CO₂-reductie: voor de bronnenmix AVI een krappe 7 ton per jaar en voor de bronnenmix aftapwarmte 21 ton, 1% van de totale CO₂-emissie van de warmtelevering in de wijk. Met een CO₂-prijs van 80 euro per ton zou dat respectievelijk circa 500 euro en 1700 euro aan financiële baten per jaar betekenen.

Bij een 5 °C lagere retourtemperatuur vermindert de benodigde pompenergie met 19%. In deze case bespaart dat ruim 8.500 euro per jaar aan kosten voor elektriciteit, bijna 2 euro per woning. De besparing op pompenergie door een lagere retourtemperatuur leidt ook tot 17 ton CO₂-reductie per jaar, 1% van de totale CO₂-emissie ten gevolge van pompenergie.

Verlagen van de retourtemperatuur zal ook gevolgen hebben voor de efficiëntie van de warmtebronnen die de warmte leveren. Als de bron een AVI is of aftapwarmte uit de elektriciteitscentrale dan zal een lagere retourtemperatuur geen invloed hebben op de efficiency. In geval van een biomassaketel of een gasketel zal er bij een lagere retourtemperatuur meer condensatie warmte terug gewonnen kunnen worden uit de rookgassen. Hierbij is een rendementsverbetering van 3 % haalbaar voor 5 graden temperatuurverlaging. In geval van een restwarmtebron kan er bij 5 graden verlagen van de retourtemperatuur 6 % meer warmte benut worden uit de restwarmte bron. Hogere efficiëntie van de bron zorgt voor lagere marginale kosten, waardoor de kosten voor warmte verlaagd kunnen worden voor de biomassa of gasketel respectievelijk de restwarmte.

Vraagsturing in toekomstige warmtenetten

In dit rapport zijn de baten uitgewerkt voor bestaande netten, die zich kenmerken door middentemperatuurnetten. In toekomstige warmtenetten zijn de temperaturen lager. Het is dan niet mogelijk de toch al lage retour temperatuur verder naar beneden te brengen. Ook zal bij lage temperatuurnetten vaker vloerverwarming aanwezig zijn waardoor de pieken in het warmtevraag patroon lager zijn. Door goede isolatie zal ook het energiegebruik van de huizen lager zijn. Hierdoor zijn er dus geen of weinig baten voor de warmteleverancier te verwachten door loadshifting in een lage temperatuur warmtenet.

Toekomstige warmtenetten zullen vaker een geothermie bron hebben. Door verlagen van de retourtemperatuur van het warmtenet zal de efficiency van de geothermie bron verbeteren. Ook bij piekreductie door loadshifting zal een verschuiving optreden van de brandstof mix. Vraagsturing heeft dan geen effect op de inzet van geothermie maar op de inzet van andere bronnen in de bronnenmix, zoals restwarmte, biomassa of duurzaam gas. Dit resulteert in baten van 21 euro per woning per jaar, vergelijkbaar met de baten van bronnenmix AVI en aftapwarmte.

5.2 Aanbevelingen

Er zijn diverse mogelijkheden voor vervolgonderzoek. Bij het uitvoeren van de berekeningen zijn er diverse aannames gedaan, deze kunnen verder uitgewerkt worden. Daarnaast kan er een pilot worden opgestart om vraagsturing toe te passen in de praktijk en te onderzoeken welke baten er te realiseren zijn.

Modellering

Voor verdere verfijningen aanpassing van de berekeningen worden de volgende vervolgstappen voorzien:

- De verbruiksprofielen zijn gegenereerd met de warmteprofielgenerator van TNO. Er is validatie nodig van de piekvraag die wordt berekend aan de hand van metingen. Wanneer nieuwe data beschikbaar zijn, kunnen de berekeningen aangepast worden.
- Er worden vaak buffers toegepast in warmtenetten, ook het net zelf heeft een bufferende werking. Dit is niet meegenomen in deze baten analyse. Het toepassen van buffering zal zorgen dat de pieken uitgevlakt worden, het zal een vergelijkbaar effect hebben als load shifting. Rekenen aan buffering in warmtenetten vergt een complexere aanpak van berekenen dan hier is toegepast. Deze effecten zijn alleen in te schatten door geavanceerde modellen toe te passen, zoals de software ontwikkeld in thema 1 van WarmingUp.
- De besparing is vastgesteld voor een voorbeeld wijk. Andere netten met andere eigenschappen en karakteristieken zullen andere resultaten opleveren. Een gevoeligheidsanalyse voor de baten van vraagsturing zal meer informatie geven in welke gevallen vraagsturing interessant is. Interessant zijn hierbij de volgende invloeden: het klimaat jaar, de grootte van het warmtenet (aantal woningen), diverse combinaties van bronnen en kosten, hoogte van de nettemperatuur en participatiegraad van deelnemers.
- Het vaststellen van het warmte vraagprofiel na loadshifting kan verder verbeterd worden door:
 - Een methodiek te ontwikkelen om dit profiel te genereren vanuit het opwarmgedrag vanuit de (individuele) huizen. Daarbij is het dan ook van belang het effect mee te nemen van de hoeveelheid mensen die participeren aan de vraagsturing. Dit kan door het uitvoeren van een gevoeligheidsanalyse, waarbij het aantal participerende klanten gevarieerd kan worden en het effect bepaald kan worden op de baten van vraagsturing. Daarmee kan bepaald worden hoeveel mensen er minimaal moeten

meedoen om te zorgen dat een vraagsturing concept ook daadwerkelijk interessant is om door te voeren. Wellicht is het mogelijk dit te implementeren in de warmteprofielgenerator van TNO.

- Het uitvoeren van gedetailleerde simulatieberekeningen, bijvoorbeeld met software uit thema 1 van WarmingUP. Hiermee kunnen de diverse leidingen van het werkelijke warmtenetwerk ingevoerd worden en het stromingsgedrag in leidingen op uurlijkse basis doorgerekend worden. Daarmee kunnen er gedetailleerd warmteverlies berekeningen plaats vinden en het verbruik van de warmtebronnen bepaald worden basis van uurlijkse waarden. Dit resulteert een betere betrouwbaardere bepaling van de jaarlijkse baten.

Pilot

- Een pilot op te zetten gekoppeld aan metingen om het effect van vraagsturing in de praktijk te testen. Hiermee kan bepaald worden wat het effect van vraagsturing is op de warmteprofielen en wat de daadwerkelijke baten in de praktijk zijn. Metingen kunnen dan gebruikt worden om de berekeningsmethode te verbeteren.

In deze studie zijn de financiële voordelen in kaart gebracht van vraagsturing. Piekreductie zal ook effect hebben op het functioneren van de installatie: er hoeft minder vaak geschakeld te worden, en dit levert een gelijkmatiger stroming op in het systeem. De voordelen daarvan kunnen in een vervolg traject ook in kaart worden gebracht.

In een parallel onderzoek over vraagsturing in WarmingUp is een enquête uitgevoerd naar hoe de bewoners tegen vraagsturing aankijken en wat hun intentie is om mee te doen. Die resultaten kunnen worden gekoppeld aan dit onderzoek. Dit geeft inzicht in wat de mogelijkheden zijn voor de warmteleverancier om met financiële baten van vraagsturing de gebruiker over te halen om mee te doen met vraagsturing.

Toepassen van vraagsturing voor nieuwe netten

Focus in deze studies was de baten van vraagsturing in kaart te brengen bij een bestaand warmtenet. Verlaging van de piekvraag leidt ook tot mogelijkheden van uitbreiding van een bestaand warmtenet. Wanneer vraagsturing in bestaande warmtenetten in de praktijk succesvol blijkt, kunnen ook nieuwe warmtenetten kleiner worden gedimensioneerd. Hier zijn de meeste baten te verwachten. Stel dat door vraagsturing de piekvraag gereduceerd wordt zoals in dit rapport gekwantificeerd en het warmtenet in de wijk opnieuw aangelegd zou moeten worden dan zou dat 2,3-3,7 miljoen euro aan investeringskosten schelen voor het aanleggen van het leidingwerk, dit is een besparing van circa 3 % van de aanlegkosten. Daarnaast hoeft er ook minder geïnvesteerd te worden in warmteproductievermogen. Omdat verwacht wordt dat de grootste baten te realiseren zijn in een nieuw net, wordt aanbevolen de baten van vraagsturing voor nieuwe netten in kaart te brengen.

Verder blijkt voor de bestudeerde case dat er na piekreductie nog een piek overblijft die gedurende 1 uur van dat jaar optreedt. Als het mogelijk is deze piek te voorkomen, dan valt er nog meer te besparen op investeringskosten van het leidingnet, namelijk 5,3 miljoen tot 8,3 miljoen euro (circa 8 procent).

Nieuwe warmtenetten met maximale peakshaving

Als ultieme vorm van vraagsturing is gekeken naar het effect van maximale peakshaving op het vraagprofiel en daarmee op de baten. Dit geeft een indicatie van het maximale besparingspotentieel. Een voorbeeld hiervan is vloerverwarming, waarbij de pieken in het vraagprofiel grotendeels uitgevlakt worden. De baten die dat oplevert zijn benaderd door uit te

gaan van een uniform dagprofiel. Hieruit bleek dat er uitgaande van de huidige bronnenmixen nog meer besparingen mogelijk zijn, variërend van 30 €/jaar per woning tot ca 70 €/jaar per woning. De besparing op investeringskosten voor een nieuw net zal dan nog verder gereduceerd worden uitgaande van piekreductie door vloerverwarming uitgaande van een piek van 14,7 MW in plaats van 27,8 MW zouden de investeringskosten in warmteleidingen met 14-22 miljoen euro (circa 20 % besparing) verminderen.

Bij maximale peakshaving, bijvoorbeeld vloerverwarming, zal ook de aard van het net kunnen veranderen, van hoge naar lage temperatuurnet. Dit brengt additionele voordelen met zich mee: minder warmteverliezen en daarnaast zijn andere lage temperatuur bronnen mogelijk. Op basis hiervan wordt verwacht dat warmtenetten in combinatie met vloerverwarming grote besparingen met zich mee zal brengen en wordt aanbevolen het effect hiervan in kaart te brengen voor nieuwe netten.

Referenties

acm.nl

<https://www.acm.nl/nl/warmtetarieven#:~:text=In%202022%20reken%20u%20maximaal,jaar%20vaste%20kosten%20voor%20warmte>

CBS, 2022 <https://www.cbs.nl/nl-nl/maatwerk/2022/05/rendementen-CO2-emissie-elektriciteitsproductie-2020>

CE Delft , 2019: Overzicht aanpassingen Vesta Mais, Validatiesessies Vesta MAIS-model april 2019 - Expertise Centrum Warmte

Çengel, Y.A, Ghanjar (2015) A.J. Heat and mass Transfer, fundamentals & Applications, 5e druk
EEX emission market

Energiecoach https://energiecoach.energieverbonden.nl/wp-content/uploads/2020/04/InformatiebladEV_rendement-CV-ketel.pdf

Frederiksen S, Werner S. District heating and cooling. Studentlitteratur; 2013.

Guelpa, E, Verda, V, Demand response and other demand side management techniques for district heating: A review, Energy 219

Harmelink, 2020: Duurzaamheid van warmte- en koudelevering,

<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2020/02/Rapport-Duurzaamheid-warmtelevering-februari-2020.pdf>

The Ice, Dutch TTF Gas Futures | ICE (theice.com)

ISSO publicatie 7: Grondleidingen voor warmte en koude transport

ISSO publicatie 51: Warmteverlies voor woningen en woongebouwen

Lauenburg, P., Wollerstrand, J. (2014), Adaptive control of radiator systems for a lowest possible district heating return temperature, Energy and Buildings 72, pp. 132-140,

Menkveld et al (2021), Vraagsturing in Warmtenetten project 6D, maart 2021

Oevelen, T.V., Van, Houdt, D., Salenbien, R.(2018), Evaluation of the return temperature reduction potential of optimized substation control, Energy Procedia 149, pp. 206-215.

Østergaard, D.S., Svendsen, S.(2019), Costs and benefits of preparing existing Danish buildings for low-temperature district heating, Energy 176, pp. 718-727

PBL, 2021a: Eindadvies basisbedragen SDE++ 2021, <https://www.pbl.nl/publicaties/eindadvies-basisbedragen-sde-plus-plus-2021>

PBL, 2021b: Functioneel Ontwerp Vesta Mais 5.0,

<https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-functioneel-ontwerp-vesta-mais-5.0-4583.pdf>

PBL, 2021c Klimaat en energieverkenning 2021, <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2021>

Pothof I., Vreeken T., Meerkerk van M., Field measurements on lower radiator temperatures in existing buildings, september 2022

Stichting Warmtenetwerk/Dutch New Energy Research (2020, 2 november). Nationaal Warmtenet Trendrapport 2021 <https://warmtenettrendrapport.nl/trendrapport/>

Warmteprofielengenerator TNO: <https://www.warmteprofielengenerator.nl/>

Bijlage 1 Kosten warmteproductie

In deze bijlage geven we een overzicht van de berekende kosten voor warmteproductie met verschillende bronnen. Deze kosten zijn in het kader van dit project door TNO berekend. Deze kostencijfers worden gebruikt om de baten van een andere bronnenmix door vraagsturing te bepalen.

Met een gewijzigde bronneninzet kan worden bespaard op operationele kosten. Wanneer een warmteleverancier deze warmtebron zelf in eigendom heeft dan kan hij besparen op marginale operationele kosten voor het produceren van warmte. Voor een gasgestookte hulpketel betreft dit bijvoorbeeld alleen de kosten van aardgas en voor een biomassaketel alleen de kosten van biomassa plus nog een wat variabele onderhoud- en bedieningskosten (O&M kosten).

Wanneer een warmteleverancier de betreffende bron niet in eigendom heeft dan bespaard hij op inkoop van warmte uit die bron. In de inkoopkosten voor warmte zit ook een vergoeding voor de investeringskosten en vaste onderhoud- en bedieningskosten aan de warmteproducent.

Op langere termijn kan vraagsturing er toe leiden dat wordt bespaard op investeringen in warmtebronnen zoals hulpketels.

Tabel B.1 geeft een overzicht van de investeringskosten in euro per kWth, de marginale operationele kosten in euro per GJ warmte, de inkoopprijs warmte in euro per GJ warmte voor verschillende warmtebronnen. De meest rechter kolom geeft aan hoe deze zijn berekend.

De investeringskosten en operationele kosten van warmteproductie vanuit een AVI, restwarmte industrie of een ketel op biomassa zijn gebaseerd op het eindadvies SDE++ 2021 van PBL (PBL, 2021). De investeringskosten van een gasgestookte hulpketel en gasgestookte STEG zijn gebaseerd op data uit het VESTA model van PBL (CE Delft, 2019).

De groothandelsprijs van aardgas was in 2020 13 eurocent/m³, in 2021 38 cent/m³. De gasprijs schommelde in januari en februari van dit jaar nog rond de 75 eurocent/m³ maar piekte begin maart naar 200 eurocent/m³ en ligt ten tijde van schrijven van dit rapport, april 2022, weer op rond de 100 eurocent/m³ (bron: the ice). Er wordt verwacht dat de prijs wel weer langzaam terugzakt richting 2030 naar niveaus rond die van 2021. In de komende 10 jaar zal de gasprijs dus naar verwachting ergens tussen de 100 en 38 eurocent/m³ liggen. Het gemiddelde van deze 2 prijzen ligt op 69 eurocent/m³, inclusief 2,5 eurocent energiebelasting en 2,5 eurocent ODE komt de aardgasprijs op 74 eurocent/m³.

De groothandelsprijs voor elektriciteit lag in 2021 op ca. 10 eurocent/kWh, op dit moment is dat ca. 20 eurocent/kWh. Op lange termijn zal dat wel weer wat dalen door de toename van wind en zonne-energie en lagere gasprijzen. In dit rapport rekenen we met een gemiddelde prijs van 15 eurocent/kWh.

De marginale operationele kosten van een gasgestookte STEG zijn gebaseerd op de derving van elektriciteit door aftap van warmte (0,18 GJ elektriciteit per GJ warmte) maal een elektriciteitsprijs van 15 cent/kWh.

Tabel B1 Investeringskosten, marginale operationele kosten en lasten inkoop warmte

		Rest-warmte	AVI	ketel op biomassa (gratis B-hout)	Hulpwarmte-ketel	Gasgestookte STEG	Diepe geothermie	Diepe geothermie geen basislast	Berekeningswijze
Thermische outputvermogen	MW	20	60	20	20	70	13	14	A
Vollasturen warmteafzet	uur/jaar	6000	8000	7000	2000	889	6000	3500	B
Investeringskosten	euro/kWth	995 ¹	304	875	140	175	1646	1809	C
Vaste O&M kosten	euro/kWth/jaar	20,6	6,1	52	10	6,1	101	124	D
Variabele O&M kosten	euro/kWhth	0,0006	0,0112	0,0046	0,001	0,0112	0,0019	0,0019	E
Energie-inhoud brandstof	GJ/t			13					F
Brandstofprijs	euro/t			0					G
Warmteproductie	MWh/jaar	120.000	480.000	140.000	40.000	62.222	78.000	49.000	H=A*B
Elektriciteitsverbruik	MWhe/MWth	0,0126	0	0	0	0	0,045	0,074	I
Elektriciteitsprijs	euro/kWhe	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	J
Kosten elektriciteitsverbruik	euro/GJth	0,5	0	0	0	0	1,9	3,1	K=I*J/0,0036
Variabele O&M kosten	euro/GJth	0,17	3,1	1,28	0	3,1	0,5	0,5	L=E/0,036
Brandstofkosten	euro/GJth	0	0	0,00	25,98	0	0	0	M=0,74/0,03165*1,11
Marginale operationele kosten	euro/GJth	0,69	3,11	1,28	26,26	3,11	2,41	3,59	N=K+L+M
Investeringskosten	euro	19900000	18240000	17500000	2800000	12250000	21398000	25326000	O=A*C
Investeringskosten	euro/jaar	1903767	1744960	1674167	267867	1171917	2047075	2422854	P=(O/15)+(O/2)*0,058 ²
Vaste O&M kosten	euro/jaar	412000	366000	1040000	200000	427000	1313000	1736000	Q=D*A*1000
Totale jaarlijkse vaste kosten	euro/jaar	2315767	2110960	2714167	467867	1598917	3360075	4158854	R=P+Q
Warmteproductie	GJth	432000	1728000	504000	144000	224000	280800	176400	S=H*1000/0,0036
Totale vaste jaarlijkse kosten	euro/GJth	5,36	1,22	5,39	3,25	7,14	11,97	23,58	T=R/S
Totale kosten inkoop warmte	euro/GJth	6,05	4,33	6,66	29,51	10,25	14,37	27,17	U=N+T

¹ Inclusief transportleiding

² Uitgaande van een afschrijvingsperiode van 15 jaar en rentekosten van 5,8% over gemiddeld de helft van de investering.

In de toekomst zullen aardgasgestookte hulpketels vanwege hun klimaat impact ook moeten worden verduurzaamd en bijvoorbeeld worden gestookt op groen gas. De marginale operationele kosten voor een groen gas gestookte ketel liggen rond de 34 euro per GJ warmte. We gaan daarbij uit van een kostprijs van 30 euro/GJ voor groen gas en een ketelrendement van 90% (zie tabel B.2). De kostprijs voor groen gas is berekend op basis van cijfers uit het Eindadvies SDE++ van PBL 2021 (PBL, 2021). Daarbij is gerekend met de kosten van houtpellets (65 euro/ton). Het zou goedkoper kunnen zijn als het gaat om een afvalproduct zoals B hout (0 euro/ton), de kostprijs van groen gas is dan 19 euro/GJ en de marginale operationele kosten voor een hulpketel op groen gas bedragen dan 21 euro/GJ.

Tabel B.2 Kostprijs groen gas obv vergassing houtpellets Eindadvies SDE++ 2021 PBL

		Vergassing houtpellets	Berekeningswijze
Referentiegrootte	MWinput	32	A
Vollasturen	uur/jaar	7500	B
Investeringskosten	euro/kW output	2500	C
Vaste O&M kosten	euro/kW output per jaar	165	D
Variabele O&M kosten	euro/kWh output	0,0072	E
Energie-inhoud substraat	GJ/ton	9	F
Grondstofkosten	euro/ton	65	G
energetisch rendement vergassing		65%	H
Output	miljoen kWh/jaar	240	$I=(A*1000*B)/10^6$
Investeringskosten	miljoen euro	80	$J=(A*1000*C)/10^6$
Kapitaal en financiering	mln euro/jaar	9	K=annuïteit bij 5,9% en 12 jaar looptijd
Vaste O&M kosten	mln euro/jaar	5	$L=(A*1000*D)/10^6$
Variabele O&M kosten	mln euro/jaar	1,7	$M=E*I$
Output	miljoen GJ groen gas/jaar	0,9	$N=I*0,0036$
Input grondstof	miljoen GJ biomassa/jaar	1,3	$O=N/H$
	miljoen ton biomassa/jaar	0,15	$P=O/F$
Brandstofkosten	miljoen euro/jaar	9,6	$Q=P*G$
Kosten groen gas	euro/GJ	30	$R=(K+L+M+Q)/N$

Bijlage 2 Effect verlagen piekvraag op warmteverlies

Er is bepaald hoeveel effect het verlagen van de piekvraag heeft op het verminderen van het warmteverlies. Dit hangt sterk samen met hoe een warmtenet geregeld is en hangt af van de eventuele stooklijn die gevolgd wordt. Er kan sprake zijn van een vaste aanvoertemperatuur, waarbij de warmtepiek geleverd wordt door het verhogen van het debiet, in dat geval vindt er geen toename van temperatuur plaats voor het leveren van piekvraag. Het kan ook zijn dat de temperatuur van het net in koude periodes 5 of 10 graden wordt verhoogd. In dat geval kunnen de gevolgen worden bepaald wat het betekent om een bepaalde periode die temperatuurverhoging niet toe te passen.

Voor een leiding in de grond is het warmteverlies Q afhankelijk van de warmtedoorgangscoefficiënt U , de temperaturen in de leiding en de bodem. hiervoor geldt de volgende formule:

$$Q'_v = Q_{verlies} = U * ((T_{aanvoer} - T_{bodem}) + (T_{retour} - T_{bodem})) \quad [W/m]$$

Waarin

U = warmtedoorgangscoefficiënt	W/mK
Q' = warmteverlies per meter	W/m
Taanvoer= aanvoertemperatuur in het warmtenetnet	K
Tretour= retourtemperatuur net	K
Tbodem=bodemtemperatuur	K

De warmtedoorgangscoefficiënt is afhankelijk van de weerstand van de stalen buis, de weerstand van de isolatie, de weerstand door de buitenmantel en de weerstand naar de grond. Voor diverse leidingdiameters en bijbehorende isolatiediktes kunnen dan de warmtedoorgangscoefficiënten worden bepaald. Er is uitgegaan van Staal/Pur/PE leidingen. De gebruikte warmtedoorgangscoefficiënten zijn opgenomen in bijlage (ref uit ISSO publicatie 51). De warmteverliezen per jaar worden bepaald met de volgende formule.

$$Q_{verlies,jaar} = Q'_v * L * 3600 * 8760 \quad [J/jaar]$$

Waarin

L = lengte leiding [m]

Voor deze case zijn de temperaturen van de referentiesituatie weergegeven in tabel B3. In het beschouwde netwerk is sprake van een constante temperatuur, maar bij andere netten kan er sprake zijn van een verhoogde temperatuur in de winter doordat er een stooklijn wordt gevolgd. Daarom wordt hier bepaald wat het effect is als de temperatuur door piek reductie niet verhoogd hoeft te worden in de winter. Er is hierbij gekeken naar een vermeden verhoging in de aanvoertemperatuur van 5 en van 10 °C. Daarbij wordt er vanuit gegaan dat dit plaats vindt in het stookseizoen, gedurende een half jaar. Er wordt alleen gekeken naar het effect van reductie van het warmteverlies.

Tabel B3 temperaturen in het warmte net

temperaturen	primaair net	secundair net
referentie		
T aanvoer [°C]	80	70
T retour [°C]	50	45
Stookseizoen + 5 °C		
T aanvoer [°C]	85	75
T retour [°C]	50	45
Stookseizoen + 10 °C		
T aanvoer [°C]	90	80
T retour [°C]	50	45

In onderstaande tabel B4 is weergegeven wat het extra leidingverlies is als er temperatuurverhoging moet worden toegepast in het stookseizoen, en wat de kosten hiervoor zijn per woning aan extra warmteverlies in de leidingen van het warmtenet. Hierbij is uitgegaan van een gemiddelde prijs 5,45 euro/GJ voor de bronnenmix AVI (de gemiddelde warmteprijs op basis van de energiemix zie tabel 3.7). Voor het berekenen van de CO₂ besparing is uitgegaan van de gemiddelde CO₂ uitstoot van het onbewerkte profiel (7,3 kg/GJth, zie tabel 3.9).

Tabel B4 Besparing wanneer geen verhoging temperatuur hoeft plaats te vinden bronnenmix AVI

case	Warmteverlies [GJ/jaar]	Besparing wijk [GJ/jaar]	Besparing wijk [euro/jaar]	Besparing per woning [euro/jaar]	CO ₂ besparing [ton/jaar]
Referentie	34885				
Meerverbruik Stookseizoen + 5 °C gedurende een half jaar	35804	920	5011	1,10	6,7
Meerverbruik Stookseizoen + 10 °C gedurende een half jaar	36724	1840	10.023	2,20	13,5

Dit zelfde is bepaald voor de bronnenmix met aftapwarmte. Hierbij is uitgegaan van een gemiddelde prijs van 11,91 euro/GJ voor de bronnenmix aftapwarmte (de gemiddelde warmteprijs op basis van de energiemix zie tabel 3.7). Voor het berekenen van de CO₂ besparing is uitgegaan van de gemiddelde CO₂ uitstoot van het onbewerkte profiel (23,7 kg/GJth, zie tabel 3.10).

Tabel B5 Besparing wanneer geen verhoging temperatuur hoeft plaats te vinden bronnenmix aftapwarmte

case	Warmte verlies [GJ/jaar]	Besparing warmte verlies wijk [GJ/jaar]	Besparing wijk [euro/jaar]	Besparing per woning [euro/jaar]	CO ₂ besparing [ton/jaar]
Referentie	34885				
Meerverbruik Stookseizoen + 5 °C gedurende een half jaar	35804	920	10.959	2,2	24
Meerverbruik Stookseizoen + 10 °C gedurende een half jaar	36724	1840	21.918	4,4	48

Conclusie: Als door piekreductie een temperatuurverhoging met 5 °C in het stookseizoen vermeden kan worden, bespaart dit voor de AVI bronnenmix € 1,10 per huis per jaar en voor de aftapwarmte bronnenmix € 2,41 per huis per jaar. Bij 10 °C is de besparing voor de beide bronnenmixen twee keer zo hoog per huis per jaar. In geval van de hier beschouwde case treedt dit niet op, de aanvoertemperatuur is daar constant.

Bijlage 3 Pomp energie distributienet

De pompenergie voor een warmtenet is gegeven in onderstaande tabel, afkomstig uit NEN7125, 2015

Tabel 13 — Specifiek hulpenergiegebruik distributienet (forfaitaire waarden)

	$f_{HD;dis;aux;spec}$ in MJ _e /MJ _{th}		
	Distributienet met primair en secundair net	Primair distributienet	Secundair distributienet
Specifiek hulpenergiegebruik indien in het primair net de afstand tussen de productie-eenheid en het verst gelegen punt <i>niet meer</i> is dan 3 km	0,0072	0,0054	0,0018
Specifiek hulpenergiegebruik indien in het primair net de afstand tussen de productie-eenheid en het verst gelegen punt <i>meer</i> is dan 3 km	---	$0,0018 \times L^a$	0,0018
^a L is de afstand tussen de productie-eenheid en het verst gelegen punt van het primair net, in km.			

Bijlage 4 Warmteverlies leidingen

Voor de warmtedoorgangscoefficienten is uitgegaan van

Tabel 3.7 Warmteverlies voor een nieuw staal/PUR/PE-systeem in de grond (bron: Handboek Isoplus)

DN	Diameter stalen leiding [mm]	Diameter PE [mm]	Warmteverlies U W/(m·K)
20	21,3	90	0,136
25	33,9	90	0,165
32	42,4	110	0,160
40	48,3	110	0,194
50	60,3	125	0,215
65	76,1	140	0,253
80	88,0	160	0,261
100	114,3	200	0,276
125	133,0	200	0,318
150	168,3	250	0,375
200	219,1	315	0,401
250	273,0	400	0,357
300	323,9	450	0,456

Figuur B-1: warmteverlies voor Staal Pur/PE systemen uit ISSO publicatie 51

Bijlage 5 Bronnenmix

Voor de berekening van een gemiddelde bronnenmix is uitgegaan van de warmte etiketten van 5 grote warmtenetten. De gegevens zijn afkomstig uit het stadswarmte-etiket uit 2020 van Vattenfall (<https://www.vattenfall.nl/stadsverwarming/warmte-etiket/>) en van Eneco (<https://www.eneco.nl/warmte-etiket/>)

	Rotterdam	Amsterdam Noord en West	Den Haag	Amsterdam Zuid en Oost	Utrecht
	Eneco	Vattenfall	Eneco	Vattenfall	Eneco
Aftapwarmte gasgestookte elektriciteitscentrale	1%	0%	53%	90%	65%
Gasmotor WKK	0%	0%	0%	2%	0%
AVI	65%	84%	0%	0%	0%
restwarmte	16%	0%	22%	0%	0%
biomassa	13%	15%	0%	0%	25%
piekketel gas	5%	1%	25%	8%	10%

Hieruit zijn 2 gemiddelde bronnen mixen afgeleid die in het rapport gebruikt worden

1. Bronnen mix met AVI als basis load. Dit is het gemiddelde van Rotterdam (Eneco) en Amsterdam Noord en West (Vattenfall)
2. Bronnen mix met aftapwarmte gasgestookte elektriciteitscentrale als basis load. Dit is het gemiddelde van Den Haag (Eneco) en Amsterdam Zuid en Oost (Vattenfall) en Utrecht (Eneco)

Hieruit zijn de volgende bronnenmixen afgeleid:

	Bronnenmix AVI	Bronnenmix Aftapwarmte elektriciteitscentrale
Aftapwarmte gasgestookte elektriciteitscentrale	0%	70%
Gasmotor WKK	0%	0%
AVI	75%	0%
restwarmte	8%	7%
biomassa	14%	8%
piekketel gas	3%	14%

Bijlage 6 Rendement HR ketel

In onderstaande tabel wordt weergegeven hoe het ketelrendement van een HR ketel afhangt van de temperatuur van het retourwater.

Afkomstig uit:

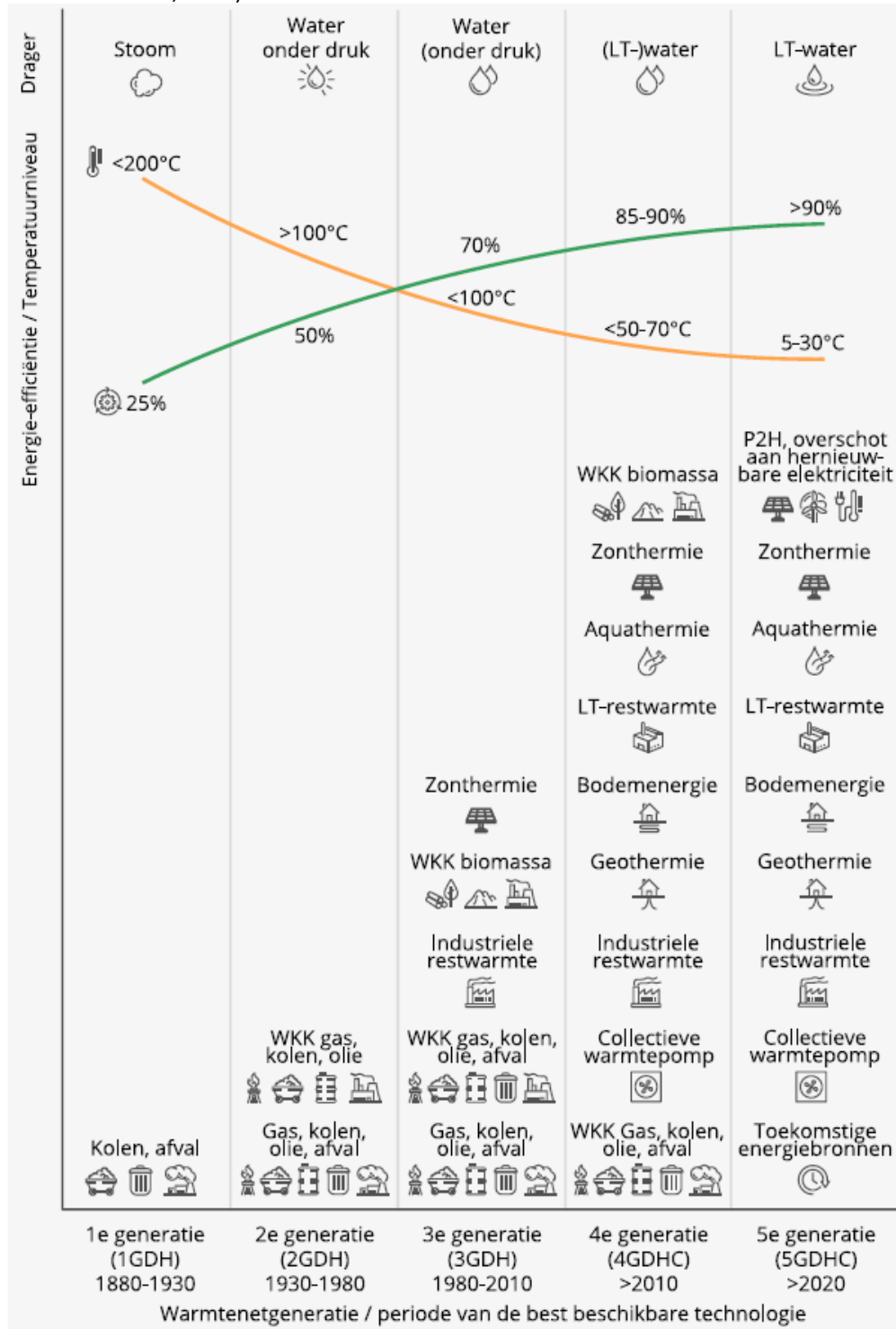
https://energiecoach.energieverbonden.nl/wp-content/uploads/2020/04/InformatiebladEV_rendement-CV-ketel.pdf

Retourwatertemperatuur	Rendement HR-ketel	Condensatie
60 graden en hoger	87 %	
50 graden	90 %	+ 3 %
40 graden	95 %	+ 6 %
30 graden	97 %	+ 9 %
20 graden	99 %	+ 10 %
10 graden	100 %	+ 11 %

Tabel 1: rendement HR-ketel bij diverse retourtemperaturen

Bijlage 7 Warmtenet generaties

Typering van warmtenet generaties afkomstig uit het warmtenettrendrapport (stichting warmtenetwerk, 2020)



Adres

Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht

Postadres

Postbus 80015
3508 TA Utrecht

Telefoon

088 866 42 56

E-mail

contact@warmingup.info

Website

www.warmingup.info