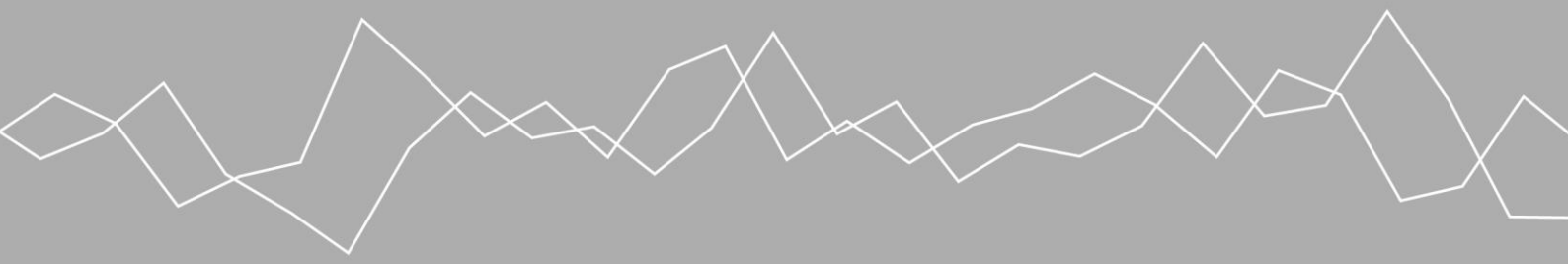
MKBA warmtetransitie West-Brabant en Hart van Brabant



seo economisch onderzoek

Amsterdam, september 2020
In opdracht van Waterschap Brabantse Delta

MKBA warmtetransitie West-Brabant en Hart van Brabant

Bert Tieben
Nard Koeman
Tom Smits



seo economisch onderzoek

SEO Economisch Onderzoek - Roetersstraat 29 - 1018 WB Amsterdam - T (+31) 20 525 1630 - www.seo.nl - secretariaat@seo.nl
ABN-AMRO IBAN: NL14ABNA0411744356 BIC: ABNANL2A - ING: IBAN: NL96INGB0004641100 BIC: INGBNL2A
KvK Amsterdam 41197444 - BTW NL 003023965 B01

"De wetenschap dat het goed is"

SEO Economisch Onderzoek doet onafhankelijk toegepast onderzoek in opdracht van overheid en bedrijfsleven. Ons onderzoek helpt onze opdrachtgevers bij het nemen van beslissingen. SEO Economisch Onderzoek is gelieerd aan de Universiteit van Amsterdam. Dat geeft ons zicht op de nieuwste wetenschappelijke methoden. We hebben geen winstoogmerk en investeren continu in het intellectueel kapitaal van de medewerkers via promotietrajecten, het uitbrengen van wetenschappelijke publicaties, kennisnetwerken en congresbezoek.

SEO-rapport nr. 2020-71
ISBN 978-90-5220-090-3

Informatie & Disclaimer
SEO Economisch Onderzoek heeft op de verkregen informatie en data geen onderzoek uitgevoerd dat het karakter draagt van een accountantscontrole of due diligence. SEO is niet verantwoordelijk voor fouten of omissies in de verkregen informatie en data.

Copyright © 2020 SEO Amsterdam. Alle rechten voorbehouden. Het is geoorloofd gegevens uit dit rapport te gebruiken in artikelen, onderzoeken en collegesyllabi, mits daarbij de bron duidelijk en nauwkeurig wordt vermeld. Gegevens uit dit rapport mogen niet voor commerciële doeleinden gebruikt worden zonder voorafgaande toestemming van de auteur(s). Toestemming kan worden verkregen via secretariaat@seo.nl.

Samenvatting

Conclusie

Deze studie berekent de maatschappelijke kosten en baten van diverse warmteopties gericht op verduurzaming van de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving en glastuinbouw in West-Brabant en Hart van Brabant. De variant met een nadruk op warmtevoorziening op basis van groengas kent de meest gunstige verhouding tussen maatschappelijke kosten en baten met een MKBA-saldo van -1,4 €-mrd. Hierbij moet worden aangetekend dat het onzeker is of de hoeveelheid groengas die is verondersteld in deze variant daadwerkelijk beschikbaar zal komen. In alle doorgerekende varianten voor de warmtevoorziening bereiken de regio's in 2050 meer dan 95 procent reductie van CO_2-emissies in de gebouwde omgeving en glastuinbouw. In diverse varianten hebben eindverbruikers in dat jaar per saldo lagere lasten dan bij de huidige warmtevoorziening op basis van aardgas.

Vraagstelling

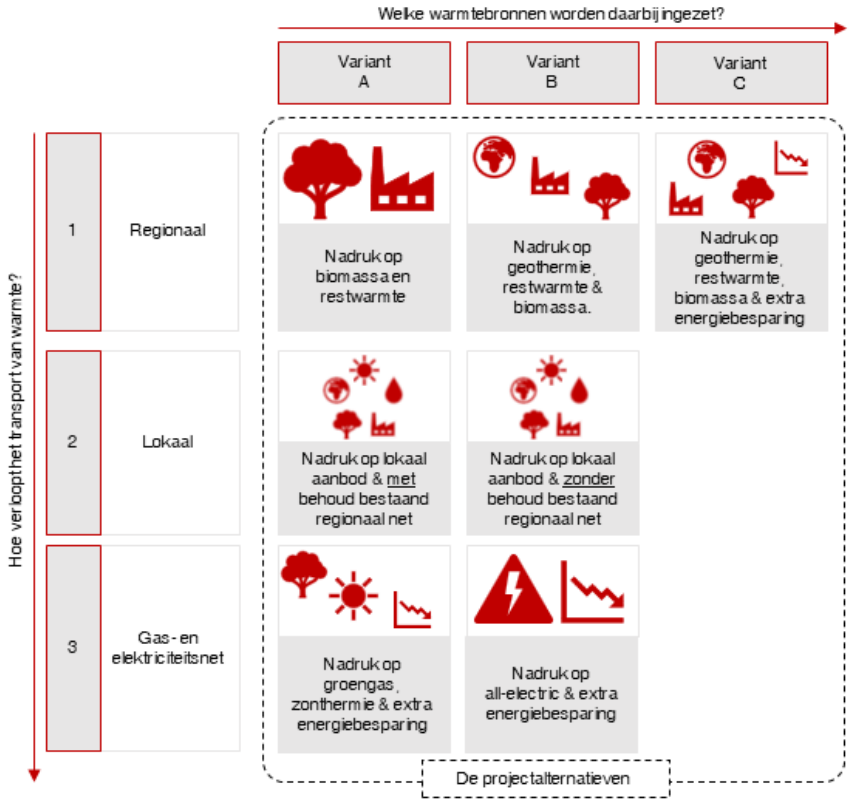
De RES-regio's West-Brabant en Hart van Brabant hebben SEO Economisch Onderzoek gevraagd om een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) uit te voeren naar de verduurzaming van de gebouwde omgeving in deze twee regio's. De verduurzaming van de warmtevoorziening moet ervoor zorgen dat in 2050 beide regio's geen aardgas meer gebruiken.

De centrale vraagstelling voor dit onderzoek is: *Beoordeel maatschappelijke kosten en baten van de warmteopties voor West-Brabant en Hart van Brabant bij de verduurzaming van de warmtelevering in de gebouwde omgeving en de glastuinbouw.*

Investeringen in duurzame warmte

De transitie naar een duurzame warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant is voor deze studie vormgegeven in zeven projectalternatieven – samenhangende investeringspakketten gericht op het bereiken van 100 procent duurzame warmte in 2050. Ook bereiken de alternatieven in 2050 een reductie in het warmteverbruik van 50 procent ten opzichte van 1990. De projectalternatieven verschillen qua energie-infrastructuur en inzet van warmtebronnen (zie Figuur S.1). Daarbij is onderscheid gemaakt tussen een groot regionaal warmtenet (alternatief 1), inzet op lokale warmtenetten (alternatief 2) en benutting van de bestaande energie-infrastructuur voor elektriciteit en aardgas (alternatief 3). In drie alternatieven (1C, 3A en 3B) vindt bovendien extra energiebesparing plaats.

Figuur S.1 Zeven paden naar duurzame warmte in West-Brabant en Hart van Brabant



Bron: SEO Economisch Onderzoek

Qua inzet van warmtebronnen onderzoekt deze MKBA verschillende warmtemixen:

1. Voor alternatief 1 (regionaal warmtenet) zijn drie varianten onderzocht: inzet op voornamelijk biomassa (variant A), inzet op voornamelijk geothermie (variant B) en een variant C met extra energiebesparing en dezelfde warmtemix als variant B;
2. Voor alternatief 2 zijn twee varianten onderzocht: inzet op lokale bronnen met een beperkte uitbreiding van het regionale warmtenet (variant A), inzet op lokale bronnen (restwarmte, LTA, biomassa, aquathermie en zonthermie) waarbij het bestaande regionale warmtenet verdwijnt (variant B);
3. Voor alternatief 3 zijn twee varianten onderzocht: inzet op zonthermie en groengas (variant A) en inzet op all-electric oplossingen zoals bodem- en luchtwarmtepompen (variant B). In beide varianten is extra energiebesparing nodig.

Het nulalternatief waarin geen extra verduurzaming plaatsvindt

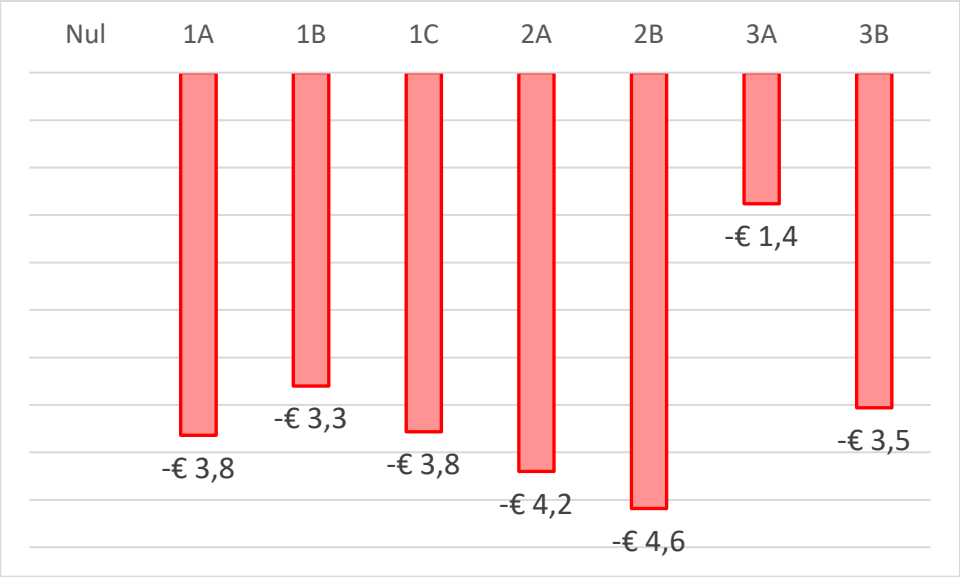
De investeringskosten, energiekosten en emissiekosten worden berekend voor zowel de projectalternatieven waarin de transitie naar een duurzame warmtevoorziening wordt gerealiseerd als de uitgangssituatie. Deze uitgangssituatie heet het nulalternatief en beschrijft de ontwikkeling in de warmtevoorziening tussen 2020 en 2050 wanneer er geen extra investeringen plaatsvinden om de warmtevoorziening te verduurzamen. In dit nulalternatief neemt het gebruik van aardgas weliswaar af, maar blijft dit de belangrijkste brandstof om woningen van warmte te voorzien. Een deel van de huishoudens stapt over naar een warmtepomp. Hierdoor is in 2050 nog 75 procent van de

huishoudens afhankelijk van aardgas voor de warmtelevering. Het tempo van energiebesparing in het nulalternatief is 0,5 procent per jaar.

Saldo van maatschappelijke kosten en baten

Het doel van de MKBA is om te berekenen wat de projectalternatieven voor verduurzaming van de warmtevoorziening betekenen voor de welvaart. Voor elk van de alternatieven zijn daarom de kosten berekend voor de periode 2020-2050. Deze kosten bestaan uit de investeringskosten, de energiekosten, de kosten van energiebesparing en de emissiekosten. De baten van duurzame warmte bestaan uit de vermeden emissiekosten en de baten voor de arbeidsmarkt, omdat de investeringen in duurzame warmte zorgen voor meer werkgelegenheid. Alle kosten en baten zijn berekend als het verschil ten opzichte van het nulalternatief. De bedragen in de jaren 2020-2050 zijn contant gemaakt met behulp van de discontovoet en daarna opgeteld om het MKBA-saldo van maatschappelijke kosten en baten te berekenen.

Figuur S.2 Projectalternatief 3A (groengas) heeft de beste verhouding tussen maatschappelijke kosten en baten (in € mrd).



Bron: SEO Economisch Onderzoek

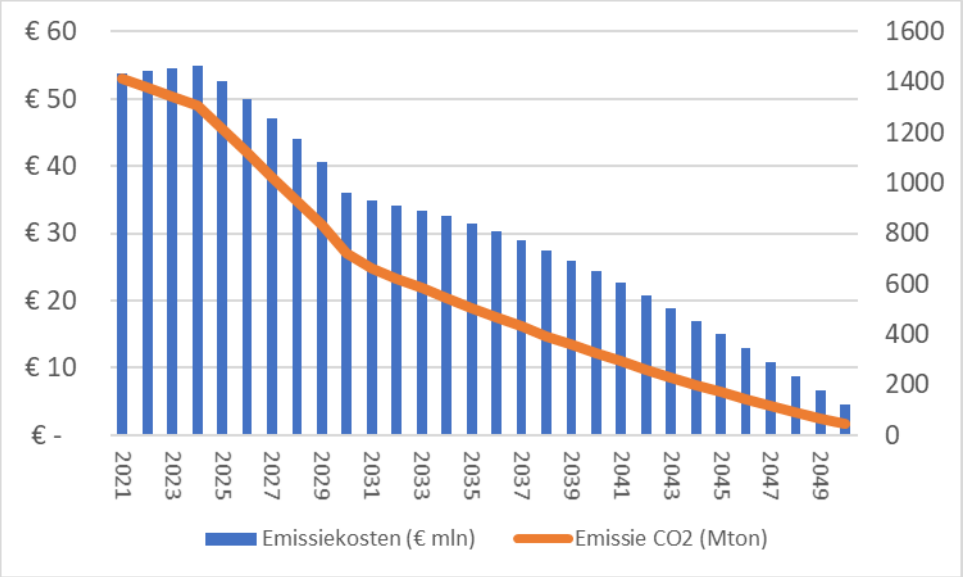
Figuur S.2 beschrijft het MKBA-saldo per projectalternatief. Geen van de projectalternatieven kent een positief saldo. Dit betekent dat de maatschappelijke kosten hoger zijn dan de maatschappelijke baten. De nadruk op groengas in projectalternatief 3A levert relatief de beste verhouding op tussen maatschappelijke kosten en baten met een MKBA-saldo van – € 1,4 mrd. De relatief duurste optie is projectalternatief 2B waarin wordt ingezet op lokale warmtenetten gevoed door lokale warmtebronnen. Dit alternatief kent een saldo van -€ 4,6 mrd.

Bij de beoordeling van de resultaten moeten we rekening houden met enkele kosten en baten die door het ontbreken van gegevens niet zijn opgenomen in het MKBA-saldo. Dit betreft bijvoorbeeld de kosten van de versterking van het elektriciteitsnet op midden- en hoogspanningsniveau. Deze PM-post kan de kosten van de all-electric oplossing verhogen. Een mogelijk baat die een rol kan spelen is de verbetering van de voorzieningszekerheid als gevolg van diversificatie van de gebruikte warmtebronnen.

Emissies

Het doel van de verduurzaming van de warmtevoorziening is reductie van broeikasgasemissies. Figuur S.3 laat zien dat de projectalternatieven meer dan 95 procent reductie van CO2-emissies bereiken in 2050. De emissiekosten van de projectalternatieven dalen hierdoor tevens sterk. In het nulalternatief lopen de emissiekosten juist op doordat circa 75 procent van de huishoudens aardgas blijft gebruiken. De vermeden emissiekosten wegen niet op tegen de investeringskosten waardoor het MKBA-saldo negatief is.

Figuur S.3 De emissies van CO2 worden met meer dan 95 procent verminderd.



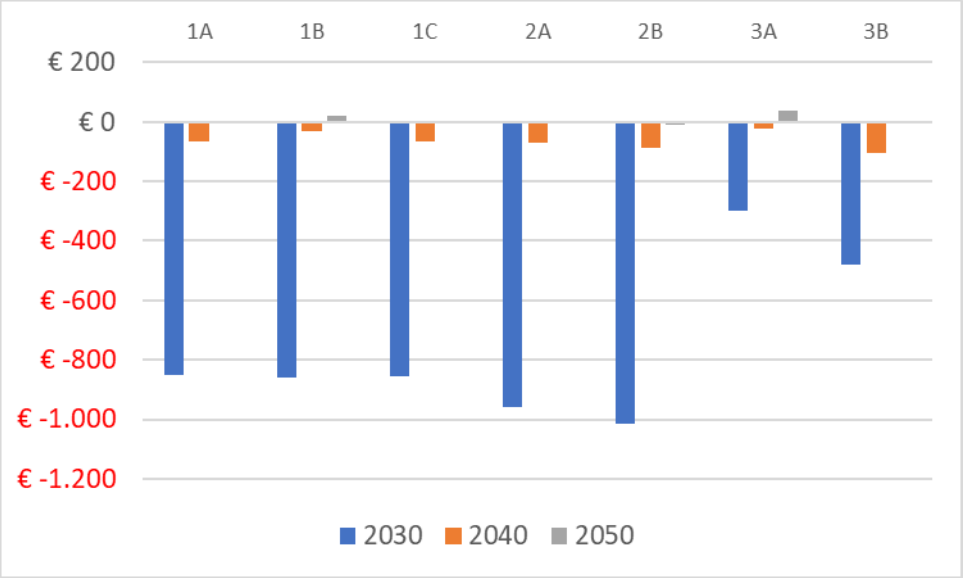
Bron: SEO Economisch Onderzoek

Eindverbruikerskosten

De MKBA kijkt naar de maatschappelijke kosten en baten van de warmtetransitie. Op het niveau van de eindverbruiker kunnen de kosten anders zijn dan berekend in de MKBA doordat bepaalde kosten maatschappelijk gezien neutraal zijn en dus geen plek hebben in een MKBA. Om dus de eindverbruikerskosten te kunnen bepalen moet worden gekeken naar de kosten die uiteindelijk bij de eindverbruiker terechtkomen verhoogd met de belastingen en subsidies die in de MKBA niet zichtbaar zijn.

Figuur S.4 vergelijkt de eindverbruikerskosten per huishouden in West-Brabant en Hart van Brabant voor de projectalternatieven met de eindverbruikerskosten in het nulalternatief (aardgas). In 2030 zijn de eindverbruikerskosten per jaar voor alle duurzame warmteopties relatief hoger. Dit is het gevolg van de investeringen die nodig zijn om de warmtevoorziening te verduurzamen. Het verschil loopt snel terug en in 2040 resteert nog maar een klein verschil van circa € 100 euro per jaar met het nulalternatief. In 2050 zijn de eindverbruikerskosten gelijk aan de aardgasvoorziening en hebben huishoudens in diverse projectalternatieven lagere verbruikerskosten dan met aardgas het geval zou zijn.

Figuur S.4 In 2050 zijn de eindverbruikerskosten voor duurzame warmte lager dan voor aardgas.



Bron: SEO Economisch Onderzoek.

Gevoeligheidsanalyse

De MKBA is gebaseerd op kostengegevens uit diverse bronnen en berekeningen over het energieverbruik. De gevoeligheid van de resultaten voor de gebruikte gegevens is getoetst door te berekenen wat de gevolgen zijn van hogere of lagere kosten voor het MKBA-saldo. Ook is een bandbreedte voor de maatschappelijke waarde van CO_2 getoetst en is berekend of de gehanteerde discontovoeten gevolgen hebben voor de uitkomsten.

Sommige kosten hebben sterke gevolgen voor het MKBA-saldo. Bij 30 procent lagere kosten voor energiebesparing stijgt het MKBA-saldo voor groengas (projectalternatief 3A) van -1,4 €-mrd naar -0,5 €-mrd. De gevoeligheidsanalyse heeft beperkte gevolgen voor de rangorde van de projectalternatieven. In alle gevallen blijft 3A (groengas) het alternatief met de meest gunstige verhouding tussen baten en kosten en 2B is in alle gevallen het minst gunstige projectalternatief. Dit onderstreept de robuustheid van het MKBA-resultaat. Bij de overige 'plekken' in de rangorde vinden beperkte wisselingen plaats.

Verschillen tussen de regio's

De MKBA kan worden uitgesplitst naar resultaten voor de twee regio's afzonderlijk: West-Brabant en Hart van Brabant. De uitsplitsing laat zien dat de resultaten voor de beide regio's in grote lijnen overeenkomen. Zo is in beide regio's projectalternatief 3A (groengas) de variant met het relatief beste saldo van kosten en baten. In beide regio's zijn de lokale oplossingen in projectalternatief 2 relatief duur. Ook is te zien dat extra energiebesparing in 1C in beide regio's per saldo voor hogere kosten zorgt, wanneer we deze variant vergelijken met 1B.

Beantwoording onderzoeksvragen

De hoofdconclusie van deze MKBA is dat het projectalternatief 3A (groengas) relatief de beste verhouding kent tussen de maatschappelijke baten en kosten met een saldo van -1,4 €-mrd. Bij dit resultaat moet de kanttekening worden geplaatst dat de volumes groengas die nodig zijn voor dit

alternatief mogelijk groter zijn dan de productie van groengas die beschikbaar komt voor de gebouwde omgeving. De hoogste netto kosten worden gemaakt in het alternatief dat inzet op lokale bronnen en lokale warmtenetten (2B).

De MKBA laat zien dat de maatschappelijke baten van de verduurzaming van de warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant aanzienlijk zijn, maar niet volledig opwegen tegen de maatschappelijke kosten. Het verschil is de maatschappelijke prijs voor de regio's voor de realisatie van de klimaatdoelstellingen. Eindverbruikers zullen tijdelijk hogere lasten moeten dragen, maar zullen bij het slagen van de warmtetransitie uiteindelijk lagere lasten hebben.

De vraag is wat op basis van deze MKBA geconcludeerd kan worden over de toekomst van het bestaande warmtenet, het Amernet. De MKBA laat zien dat warmtevoorziening via een regionaal warmtenet relatief gunstiger is dan de aanleg van lokale warmtenetten. De reden hiervoor ligt bij de mogelijkheid om via een regionaal net grootschalige warmtebronnen zoals hoge temperatuur geothermie en restwarmte te kunnen benutten.

Voor de bronnenstrategie is van belang dat er geen grote verschillen zijn tussen de warmtebronnen die geschikt zijn voor aansluiting op een regionaal net. Het alternatief met inzet hoge temperatuur geothermie en restwarmte (1B) kent ongeveer gelijke kosten als het alternatief dat inzet op biomassa (1A). Bij de beoordeling van de strategie voor de bronnen kan een rol spelen dat de emissies voor biomassa officieel niet meetellen in de emissiekosten. De daadwerkelijke emissies voor biomassa verhogen de relatieve emissiekosten voor dit alternatief.

Bij de lokale warmtebronnen zijn de kostenverschillen groter dan de bronnen die invoeden op een regionaal net. LTA kent voor de lokale netten een relatief gunstig kostenprofiel net als toepassing van restwarmte op middenhoge en lage temperatuur.

Bij de bronnenstrategie zou eerst moeten worden gekeken of verbinding van lokale netten met een regionaal net mogelijk is. Vervolgens zou de aanleg van lokale overwogen moeten worden. Waar aansluiting op een lokaal of regionaal net vanwege de afstand tot de warmtebron niet realistisch is verdient warmtelevering op basis van groengas de voorkeur. Pas wanneer het regionale productiepotentieel voor groengas onvoldoende blijkt zou toepassing van all-electric overwogen moeten worden.

Energiebesparing is onlosmakelijk verbonden met de warmtetransitie. 50 procent reductie van de warmtevraag in 2050 ten opzichte van 1990 is een ambitieus doel met aanzienlijke kosten. De MKBA heeft enkele varianten doorgerekend met een nog sneller tempo van energiebesparing. Deze extra energiebesparing brengt meerkosten met zich mee die niet opwegen tegen de daling van de energiekosten en de emissies die hierdoor mogelijk wordt. Hieraan kan de conclusie worden verbonden dat een hoger tempo van energiebesparing niet automatisch rendabel is in maatschappelijk opzicht. De regio's zouden moeten streven naar een energiebesparingsdoel dat aansluit bij de bredere doelstelling van de warmtetransitie, maar redelijk kosten-efficiënt kan worden gerealiseerd. Voorbij dit optimum zullen de maatschappelijke kosten van energiebesparing sneller oplopen dan de maatschappelijke baten.

Inhoud

Samenvatting ..... **i**

1 Inleiding, vraagstelling en methodiek **1**

2 Warmtetransitie in de RES-regio's **7**
2.1 De productie van warmte 7
2.2 De opslag van warmte 10
2.3 Het transport van warmte 11
2.4 Tijdhorizon en de warmtevraag 15
2.5 Nulalternatief 17
2.6 Projectalternatieven 18

3 Kosten **25**
3.1 De productie van warmte 25
3.2 De opslag van warmte 29
3.3 Het transport van energie 30
3.4 Energiebesparing 32
3.5 Kosten per projectalternatief 33

4 Baten **35**
4.1 Baten van duurzame warmtelevering 35
4.2 Waarderingsgrondslag 36
4.3 Berekening baten per projectalternatief 40

5 Resultaten en conclusies **43**

Literatuur **63**

Bijlage A De warmte-infrastructuur **65**

Bijlage B De warmtebronnen per projectalternatief (West-Brabant) **69**

Bijlage C De warmtebronnen per projectalternatief (Hart van Brabant) **77**

1 Inleiding, vraagstelling en methodiek

Het Waterschap Brabantse Delta heeft SEO Economisch Onderzoek gevraagd om een maatschappelijke kosten-batenanalyse uit te voeren. Het doel van deze analyse is om verschillende toekomstscenario's voor verduurzaming van de warmtelevering onderling te kunnen vergelijken op onder andere globale kosten, milieueffecten en sociale effecten. Maar wat zijn nou precies de regels van zo'n maatschappelijke kosten-batenanalyse?

Aanleiding en doel

Dit rapport bevat een maatschappelijke kosten-batenanalyse (hierna: MKBA) voor de RES-regio's West-Brabant en Hart van Brabant. De MKBA moet inzichten bieden voor de uitwerking van de Regionale Structuur Warmte (RSW). De RSW moet invulling geven aan de verduurzaming van de gebouwde omgeving in de regio. In 2050 zal de warmtelevering honderd procent duurzaam moeten zijn als bijdrage aan het klimaatbeleid.

Er zijn diverse opties voor de RSW zoals de uitbouw van de bestaande warmte-infrastructuur of de aanleg van nieuwe grootschalige of stedelijke warmtenetten. De aanleg van warmtenetten vraagt investeringen en toegang tot een warmtebron. Afhankelijk van de locatie kunnen kleinschaliger warmte-opties maatschappelijk gezien betere opties vormen. Een MKBA kan helpen om de diverse opties te vergelijken en besluitvorming te informeren. De regio's willen de uitkomsten daarnaast gebruiken voor besluiten over:

- De toekomststrategie voor het Amernet[1];
- De kansen en voorwaarden voor een warmtenet in en om Moerdijk;
- Het beoordelen van de kansen en voorwaarden van verschillende warmteoplossingen in verschillende doelen van de regio;
- Het beoordelen van de bronnenstrategie als het gaat om aard, vermogen, tijdpad en geografische locatie.

Vraagstelling

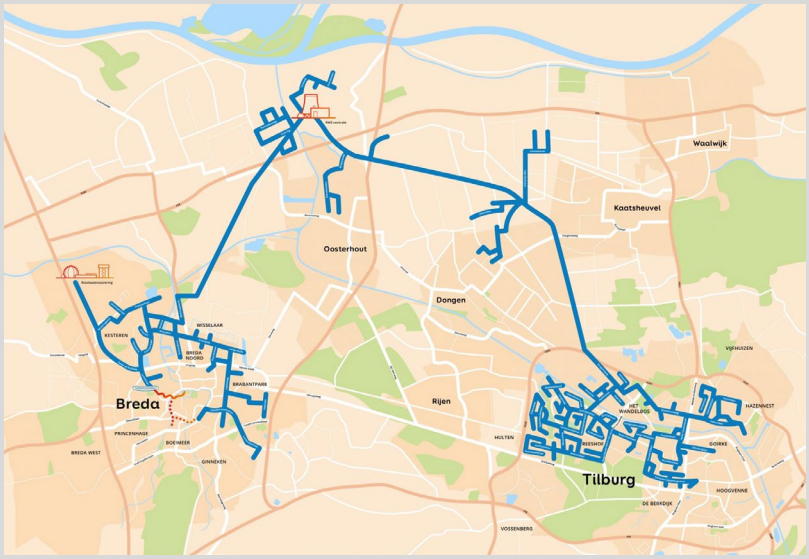
De centrale vraagstelling voor dit onderzoek is: *Beoordeel maatschappelijke kosten en baten van de warmteopties voor West-Brabant en Hart van Brabant bij de verduurzaming van de warmtelevering in de gebouwde omgeving en de glastuinbouw.*

Van belang voor de resultaten van de MKBA is welke opties beschikbaar zijn voor de warmtetransitie. De inventarisatie en nadere concretisering van deze opties zijn onderdeel van dit rapport. De deelvraag is daarom: *Welke warmteoplossingen worden onderzocht in de MKBA?*

[1] Box 1.1 bevat een geografische weergave en beschrijving van het Amernet anno 2020.

Box 1.1 Het Amernet

Het Amernet is een van de grootste stadsverwarmingsnetten van Nederland. Het is aangelegd in de jaren tachtig en wordt gevoed door warmte uit de Amercentrale in Geertruidenberg. Het levert warmte aan 46.000 huishoudens en 375 bedrijven in Breda, Tilburg, Oosterhout, Geertruidenberg, Drimmelen en Made. De omvang van de warmtelevering is 2.400.000 GJ warmte per jaar.



Bron: Ennatuurlijk

Opzet van een MKBA

Een MKBA is een instrument uit de toegepaste welvaartstheorie. Het doel van een MKBA is om te bepalen of overheidsbeleid gunstig is voor de samenleving of niet. Dit overheidsbeleid kan bestaan uit maatregelen zoals regelgeving of subsidies of uit realisatie van concrete investeringen. De MKBA berekent de maatschappelijke kosten en baten die samenhangen met zo'n investering. Wanneer de baten hoger zijn de kosten neemt de welvaart toe en zou de maatschappij voordeel kunnen hebben bij realisatie van de investering of het beleid.

Een kenmerk van MKBA's is dat de analyse integraal is. Dit houdt in dat alle effecten moeten worden meegenomen bij het beoordelen van het effect op maatschappelijke kosten en baten. Welvaart is in deze benadering geen eng afgebakend economisch begrip – alleen gericht op financiële parameters – maar een breed concept. Het omvat alle effecten – positief en negatief – die invloed hebben op het welzijn van mensen. Dit betreft dus ook zaken die geen direct financieel belang vertegenwoordigen zoals de kwaliteit van de leefomgeving.

Het etiket 'integrale analyse' heeft nog meer gevolgen. Een investering zal directe effecten hebben zoals de kosten voor de betrokken partijen. Maar effecten van een investering kunnen ook worden 'doorgegeven' naar partijen die niet direct betrokken zijn bij de investering. Een voorbeeld is de toeleverancier van een uitvoerende partij. Deze toeleverancier kan te maken krijgen met een hogere omzet als de uitvoerende partij met de realisatie van de investering aan de slag gaat. Op soortgelijke wijze kunnen afnemers verderop in de waardeketen de gevolgen ervaren van een investering als bijvoorbeeld de kwaliteit of prijs van geleverde producten en diensten veranderen. Dit zijn voorbeelden van indirecte effecten die worden gevoeld door actoren die niet direct bij de planning en

realisatie van de te onderzoeken investering betrokken zijn. Een MKBA omvat alle effecten en dus ook deze indirecte effecten.

Een verbijzondering van indirecte effecten zijn de effecten die zich uitspreiden over de tijd. Een typisch patroon van vooral infrastructurele investeringen is dat de kosten vooruitlopen op de baten. Daarmee wordt bedoeld dat realisatie van de investering bijvoorbeeld vijf jaar in beslag neemt en dat de kosten ook in deze periode gemaakt worden. De baten van de investering zullen pas merkbaar zijn vanaf het moment dat het project klaar is en in gebruik genomen zal worden. Vervolgens zijn de baten van de investering waarschijnlijk nog een groot aantal jaren merkbaar voor de gebruikers van de vruchten van dit investeringsproject. Deze baten kunnen zich uitsmeren over tientallen jaren. In dit voorbeeld zijn de vruchtgebruikers in de tijd gezien andere personen dan diegenen die de kosten opbrengen. De Algemene Leidraad voor MKBA's adviseert om effecten voor een periode van honderd jaar mee te nemen in de analyse (Romijn en Renes, 2013).

Een kenmerk van een MKBA is dat de kosten en baten vergelijkbaar worden gemaakt zodat het mogelijk is een saldo te bepalen. Als de baten groter zijn dan de kosten heeft de maatschappij voordeel bij het project en zou het moeten worden uitgevoerd. Als de baten kleiner zijn de kosten is de conclusie omgekeerd: maatschappelijk gezien is het beter de investering niet te doen. De MKBA biedt zo een beslisregel voor de beoordeling van investeringen en beleid.

Om deze beoordeling te kunnen uitvoeren moeten kosten en baten vergelijkbaar zijn. De MKBA probeert dit te bereiken door zowel kosten als baten in euro's uit te drukken. Hierdoor kan een saldo van kosten en baten bepaald worden. Het uitdrukken van kosten en baten in euro's vraagt monetarisering van de effecten – positief en negatief – van de investering. Effecten worden bepaald in volumes of een andere kwantitatieve maatstaf. Dit effect wordt daarna vermenigvuldigd met een waarderingsgrondslag. Voor de meeste directe effecten is dit een marktprijs. Voor indirecte effecten is niet altijd een marktprijs beschikbaar omdat het product of de dienst niet verhandeld wordt op een markt. Denk hierbij aan het voorbeeld van milieueffecten, die bepalend zijn voor de kwaliteit van de leefomgeving. Vanwege het niet beschikbaar zijn van een marktprijs, worden deze indirecte effecten ook wel externe effecten genoemd. Voor deze externe effecten wordt een waarderingsgrondslag gebruikt, die de maatschappelijke waarde aangeeft voor dit effect. De invulling van deze waarderingsgrondslag hangt af van de aard van het effect. Soms wordt gekeken naar de schade die het effect toebrengt (schadekostenmethode), in andere gevallen is het meer opportuun de preventiekosten als uitgangspunt te nemen. In andere gevallen kan de betalingsbereidheid van burgers en bedrijven worden vastgesteld. Met behulp van dergelijke waarderingsgrondslagen kan ook voor externe effecten de kost of baat worden uitgedrukt in euro's. Waar dat niet mogelijk is, moet de impact van het effect worden beschreven en in het overzicht van kosten en baten worden aangeduid met PM, eventueel voorzien van een + of – om de richting van het effect te duiden.

Bij het uitdrukken van effecten in euro's moet rekening worden gehouden met de tijdvoorkeur van mensen. Dit begrip geeft aan dat personen gelijke effecten verschillend waarderen als deze niet op hetzelfde tijdstip plaatsvinden. Effecten in de toekomst worden over het algemeen lager gewaardeerd. Dit geldt voor zowel kosten als baten. Dus hoe verder de baat van een investering in de toekomst ligt, hoe lager de waardering van deze baat in euro's. Vanwege deze tijdvoorkeur worden kosten en baten in MKBA's via een discontovoet uitgedrukt in euro's van een basisjaar. Het resultaat is de contante waarde van de kosten en baten.

Deze discontovoet is 3 procent voor standaardeffecten. De Werkgroep Discontovoet schrijft een discontovoet voor van 4,5 procent voor de kosten van "publieke fysieke investeringen met substantiële vaste kosten". Dit zal in deze MKBA de kosten van de energie-infrastructuur betreffen. Door de hogere discontovoet wegen de kosten van infrastructurele investeringen relatief iets minder zwaar op het saldo van de MKBA. Voor de verdiscontering van natuur (geoperationaliseerd als bijvoorbeeld ecosysteemdiensten, biodiversiteit en landschap) geldt ook een uitzondering als de effecten niet-substitueerbaar zijn. Dan geldt een verlaagde discontovoet van 2 procent waardoor de toekomstige baten relatief iets zwaarder meetellen in het saldo van de MKBA.

Een MKBA vergelijkt altijd twee situaties: de situatie waarin de investering plaatsvindt en de situatie die ontstaat wanneer de investering niet plaatsvindt. Deze laatste situatie is het nulalternatief, die de referentie vormt voor de beoordeling van de investering of het beleid. Dit nulalternatief betekent niet dat er niks gebeurt. In het nulalternatief wordt de huidige situatie met ongewijzigd beleid voortgezet. Een overheid heeft meestal meerdere alternatieve bestedingsmogelijkheden of verschillende beleidsopties. Het nulalternatief is de meest waarschijnlijke ontwikkeling die zich zal voordoen zonder nieuw beleid of zonder de investering. Effecten worden bepaald door de ontwikkeling die zich voordoet met het nieuwe beleid of als gevolg van de investering te vergelijken met het nulalternatief. Dit maakt inzichtelijk welke effecten kunnen worden toegeschreven aan dit nieuwe beleid of deze investering.

Opzet van deze MKBA

Het projectalternatief voor deze MKBA bestaat uit de verduurzaming van de warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant. Het gaat hierbij om de bestaande bebouwing. Nieuwbouw zal conform de huidige regelgeving al grotendeels energieneutraal worden opgeleverd. De investeringen die worden beoordeeld hebben als doel in 2050 de warmtevoorziening in deze regio's honderd procent te verduurzamen. Dit doel gaat gepaard met reductie van de warmtevraag, die in 2030 twintig procent besparing inhoudt ten opzichte van 1990 en in 2050 vijftig procent besparing ten opzichte van 1990. De concrete invulling van de investeringen in het projectalternatief wordt in het volgende hoofdstuk besproken.

Het nulalternatief bestaat uit de situatie waarin de investeringen gericht op honderd procent verduurzaming van de warmtevoorziening niet worden uitgevoerd. Dit betekent niet dat er geen verduurzaming plaatsvindt. Ook thans neemt de warmtevraag af door energiebesparing en stappen huishoudens over van een HR-ketel naar een warmtepomp. De ontwikkelingen richting duurzame warmte die plaatsvinden als gevolg van vaststaand beleid zijn onderdeel van het nulalternatief. Ook de concrete invulling van het nulalternatief wordt in het volgende hoofdstuk besproken.

Het aanleggen van een warmtenet in bestaande bouw of een keuze voor andere vormen van verduurzaming van de warmtevoorziening van gebouwen kan diverse effecten hebben. Deze MKBA onderscheidt de volgende effecten:

Bij de kosten:

- Eenmalige investeringskosten bijvoorbeeld de aanleg van warmteleidingen of installaties voor de productie van warmte;
- Herinvesteringen in apparatuur die voor het eind van de zichtperiode vervangen moet worden. Hierbij is de herinvesteringstermijn van belang en de frequentie waarmee geherinvesteerd moet worden;

- Exploitatiekosten (*Operation and maintenance*, O&M);
- Kosten gasverbruik hulpwarmteketels en elektriciteitsverbruik van pompen in het warmtenet.

Bij de baten:
- Vermeden investeringen in verwarmingsketels;
- Uitgespaarde kosten verbruik aardgas;
- Uitgespaarde kosten onderhoud aardgasnet;
- Klimaatbaten (CO_2-reductie);
- Reductie overige emissies (NOX, SO2 en fijnstof);
- Sociaaleconomische baten waaronder werkgelegenheid.

De kosten en baten worden in beeld gebracht door de vergelijking tussen het nulalternatief en de projectalternatieven. De baten die bestaan uit vermeden kosten bestaan dus uit kosten die gemaakt worden in het nulalternatief, maar die in de projectalternatieven verdwijnen. Deze MKBA berekent alle directe, indirecte en externe effecten in zowel nul- als projectalternatieven. De vergelijking maakt vervolgens duidelijk wat de omvang is van de extra kosten en welke vermeden kosten als een baat kunnen worden toegerekend aan de projectalternatieven. Dit geldt ook voor de andere baten. We berekenen de omvang van de emissies in het nulalternatief en vergelijken deze met de emissies in de projectalternatieven. Het verschil wordt toegerekend als baat aan de projectalternatieven.

Deze MKBA hanteert als tijdhorizon de periode 2020 tot en met 2050. Deze tijdhorizon komt redelijk overeen met de economische levensduur van de activa die centraal staan in de warmtevoorziening. Een langere tijdhorizon is voor het doel van deze MKBA niet zinvol. De effecten na 2050 hebben door toepassing van de discontovoet nauwelijks effect op het saldo van kosten en baten. Bovendien vraagt berekening van de effecten na 2050 lastige keuzes als het gaat om de frequentie en omvang van vervangingsinvesteringen. Een tijdhorizon van 25 tot 30 jaar is niet ongebruikelijk in MKBA's op het terrein van de energievoorziening.

De te hanteren discontovoet voor deze MKBA's is overeenkomstig de Algemene Leidraad MKBA's en het advies van de Werkgroep Discontovoet (Romijn en Renes, 2013). Dit betekent dat effecten standaard worden verdisconteerd tegen een rentevoet van 3 procent. Voor de kosten van infrastructurele investeringen geldt een discontovoet van 4,5 procent. De niet-substitueerbare effecten op natuur worden verdisconteerd met een rentevoet van 2 procent.

Leeswijzer

De opzet van dit rapport is als volgt. Hoofdstuk 2 bespreekt de warmtetransitie in West-Brabant en Hart van Brabant. Hierbij komen de opties voor de verduurzaming van de warmtelevering aan bod en de invulling van de projectalternatieven. Tevens komt de invulling van het nulalternatief aan bod. Hoofdstuk 3 werkt de baten uit die verwacht kunnen worden van uitvoering van de warmteopties. Hoofdstuk 4 zet hier de kosten tegenover. Hoofdstuk 5 bespreekt het saldo van maatschappelijke kosten en baten, voert de gevoeligheidsanalyse uit en trekt conclusies.

2 Warmtetransitie in de RES-regio's

Welke warmtebronnen worden in overweging genomen door de RES-regio's? En hoe komt het aanbod bij de vraag? In dit hoofdstuk worden de projectalternatieven en het nulalternatief van deze MKBA geconcretiseerd.

De RES-regio's West-Brabant en Hart van Brabant zijn bezig om de warmtelevering aan gebouwen en tuinbouw te verduurzamen. Daarbij kan onderscheid worden gemaakt tussen de productie, de opslag, het transport en het gebruik van warmte. Maar welke warmtebronnen worden door de RES-regio's in overweging genomen? En wat dient er te gebeuren met de bestaande warmtenetten?

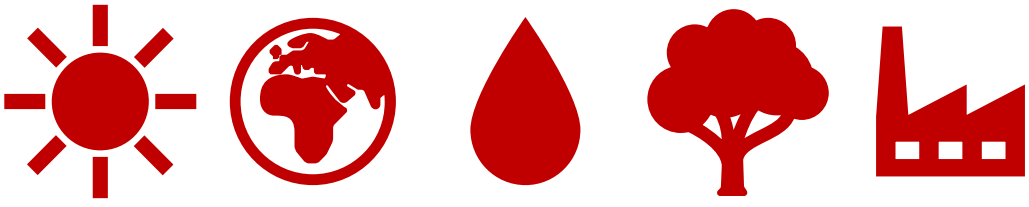
De uitvoering van de doelstelling voor een duurzame warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant is vormgegeven in vier projectalternatieven. Ieder projectalternatief formuleert op een samenhangende wijze de investeringen die nodig zijn voor de volledige verduurzaming van de warmtevoorziening in de RES-regio's in (uiterlijk) 2050. Ieder projectalternatief wordt afgezet tegen het nulalternatief. Het nulalternatief trekt de huidige situatie (dus zonder nieuwe investeringsplannen) en het beleid door naar het jaar 2050.

Het hoofdstuk is als volgt opgebouwd. Paragraaf 2.1 bevat een overzicht van alle warmtebronnen. In Paragraaf 2.2 en 2.3 zijn de opslag en het transport van warmte belicht. Paragraaf 2.4 bevat de vraag van de gebruiker naar warmte per RES-regio. De laatste twee paragrafen van dit hoofdstuk bevatten de invulling van de projectalternatieven en het nulalternatief.

2.1 De productie van warmte

Een belangrijk onderdeel van de warmtetransitie is de productie van warmte. Waar vooralsnog voor de productie van warmte voornamelijk gebruik wordt gemaakt van fossiele brandstoffen (zoals aardgas) zal het aandeel van duurzame warmtebronnen fors moeten gaan stijgen om de uitstoot van broeikasgassen te verminderen. Maar welke warmtebronnen zijn door de RES-regio's in overweging genomen? In samenspraak met de begeleidingscommissie van dit onderzoek is een aantal duurzame warmtebronnen geselecteerd (zie Figuur 2.1). Hieronder zijn de werking, de stand van de techniek en de schaal waarop deze warmtebronnen inzetbaar zijn bondig toegelicht.

Figuur 2.1 In dit onderzoek zijn vijf verschillende soorten duurzame warmtebronnen onderzocht.



Noot: Een aanvullende warmtebron is luchtwarmte. Luchtwarmte is in dit onderzoek niet meegenomen als warmtebron, maar als techniek die kan worden benut bij inzet van warmtepompen en hybride ketels.
Bron: SEO Economisch Onderzoek (2020)

Bepaalde bronnen zijn bewust niet meegenomen in het onderzoek. Hierbij kan bijvoorbeeld worden gedacht aan de levering van waterstof via het gasnet. De begeleidingscommissie van het onderzoek geeft daarbij aan dat zij verwacht dat waterstof vooral een grondstof voor industrie in de regio zal zijn, en mogelijk als brandstof voor vervoer, maar niet direct voor verwarming van de gebouwde omgeving.

1. Zonthermie

Met behulp van zonnecollectoren kan de warmte van de zon lokaal worden benut om woningen te voorzien van warmte. Het proces op grootschalig niveau werkt als volgt. Allereerst wordt de warmte van de collectoren gebruikt om water in een ondergrondse opslag (WKO) te verwarmen. Vervolgens wordt deze warmte indien nodig opgewaardeerd met behulp van een warmtepomp en via een leidingsysteem getransporteerd naar de aangesloten woningen. Het water circuleert tussen de ondergrondse opslag en de woningen.

Er is volgens het Expertisecentrum Warmte (ECW) in Nederland beperkt ervaring met grootschalige zonthermie. Dit belemmert een potentiële snelle implementatie. Wel geeft de Contourennotitie RES West-Brabant aan dat er momenteel al hard gewerkt wordt aan projecten op basis van zonthermie in Breda, Zundert en Sleeuwijk. In deze MKBA gaan we er (onder andere) daarom vanuit dat er in 2025 gestart wordt met het inzetten van grootschalige zonthermie. Van 2020 tot en met 2025 zullen gemeenten en provincies zich moeten inspannen om alle vergunningen voor de projecten en infrastructuur te verlenen, zodat deze projecten vanaf 2030 operationeel zijn.

Ook op individuele schaal kan de warmte van de zon worden benut om woningen te voorzien van warmte. Hierbij kan bijvoorbeeld gedacht worden aan een zonneboiler op het dak van huizen. Waar het dakoppervlakte onvoldoende is, is een combinatie met bijvoorbeeld groengas-cv noodzakelijk. Dit geldt ook voor het ontbreken van opslag om pieken en dalen in de warmteproductie op te vangen. Volgens het ECW is er in Nederland zeer veel ervaring met zonthermie op individuele schaal. Ook kost het minder tijd om vergunningen te verlenen en zijn er geen grote aanpassingen aan de infrastructuur nodig. Dit zorgt ervoor dat implementatie op korte termijn mogelijk is.

2. Geothermie

Geothermie is warmte uit de ondergrond voor de verwarming van huizen, kassen en de industrie. Het van nature aanwezige warme water wordt uit de ondergrond opgepompt. De temperatuur van dit water loopt op met de diepte: hoe dieper hoe warmer. In een warmtecentrale wordt de warmte uit het water gehaald. Het afgekoelde water stroomt terug naar dezelfde aardlaag waarna het op natuurlijke wijze weer opwarmt. De gewonnen warmte kan worden gebruikt om kassen, gebouwen en industrie te verwarmen.

In dit onderzoek is geothermie zowel op regionale als op lokale schaal inzetbaar. Wel is er in beide RES-regio's onvoldoende zicht op het potentieel van geothermie. Er is dus nog veel onzekerheid of en op wat voor termijn geothermie in de regio's kan worden ingezet. Een van de vier projectalternatieven gaat ervan uit dat er in de toekomst op grote schaal gebruikgemaakt gaat worden van geothermie. In deze MKBA gaan wij ervan uit dat geothermie pas vanaf 2030 een belangrijke warmtebron kan worden.[2] Wij gaan er daarbij vanuit dat deze projecten vanaf 2035 operationeel zijn en duurzame energie leveren.

[2] Hiermee sluiten we aan bij de conceptversie RES West-Brabant Contourennotitie (2020).

3. Aquathermie

Aquathermie is het verwarmen van woningen en industrie door het gebruik van warmte uit oppervlaktewater (TEO) of afvalwater (TEA).[3] De warmte uit het water wordt als dat nodig is opgeslagen en opgewaardeerd met een warmtepomp. Dat kan centraal met een collectieve warmtepomp, of met een warmtepomp per gebouw. Net als bij zon- en geothermie is er voor aquathermie een warmtenet nodig dat het warme water naar de gebouwen brengt.

Volgens het ECW moet de techniek rijp worden gemaakt voor opschaling. Zo zijn er nog weinig projecten die bestaande woningen via een warmtenet van warmte voorzien. Uit een overzicht van gerealiseerde voorbeeldprojecten blijkt dat het vergunningstraject als omvangrijk (6 tot 9 maanden) wordt ervaren en dat de terugverdientijd daarvan sterk varieert (van 5 tot en met meer dan 30 jaar). Vooralsnog dienen de zuiveringstechnieken verder verfijnd te worden. In deze MKBA kan er zodoende pas vanaf 2025 worden gestart met het opzetten van installaties. Van 2020 tot en met 2025 zullen gemeenten en provincies zich moeten inspannen om alle vergunningen voor de projecten en infrastructuur te verlenen, zodat deze projecten vanaf 2030 operationeel zijn.

Op basis van het warmtebronnenregister Noord-Brabant zijn de verhoudingen tussen TEO en TEA op gemeenteniveau bepaald. Uit deze analyse blijkt dat gemiddeld genomen 98 procent van de warmteopwekking aan TEO kan worden toegeschreven, en 2 procent aan TEA. Wel verschilt het aandeel sterk tussen de gemeenten. Zo is het potentieel van TEA in bijvoorbeeld de gemeenten Bergen op Zoom, Rucphen, Woensdrecht, Gilze en Rijen, Loon op Zand en Tilburg boven de tien procent.

4. Biomassa en groengas

Door biomassa te verbranden of te vergisten kan warmte voor huishoudens worden opgewekt. Daarbij is er altijd biologisch 'afval' nodig wat (lokaal) beschikbaar moet zijn. Met een breed scala aan technieken (van mestverbranding, tot vergassing) kan de warmte gewonnen worden. Net als bij de vorige warmtebronnen gaat de distributie via een lokaal of regionaal warmtenet.

Box 2.1 De RES-regio's Brabant beschouwen 9 stromen biomassa voor energieopwekking.

De RES-regio's in Noord-Brabant beschouwen de volgende stromen voor vergisting:

a. Reststromen uit de (glas)tuinbouw en akkerbouw;
b. Diverse soorten mest (varkens, rundvee en pluimvee);
c. Natuur- en bermgras/maaisel;
d. Vergistbare reststromen uit de voedings-en genotsmiddelenindustrie (VGI); en
e. GFT, tuinafval en RWZI-slib van huishoudens.

De RES-regio's in Noord-Brabant beschouwen de volgende stromen voor verbranding:

f. Snoeihout tuinbouw (van bijvoorbeeld appel- en perenbomen);
g. Snoeihout natuurbeheer, gemeenten en overige beheerders;
h. Reststromen van de houtverwerkende industrie;
i. A/B-hout, C-hout en tuinafval van huishoudens.

Bron: Concept: verkenning potentieel bio-energie RES-en Brabant

[3] Ook andere vormen van aquathermie zoals warmte uit drinkwater (TED) zijn mogelijk. Deze vorm van warmteopwekking is in deze MKBA niet meegenomen. Ook de Stimuleringsregeling Duurzame Energietransitie (SDE++) maakt geen melding van TED.

Volgens de verkenning potentieel bio-energie RES-en Brabant is het potentieel van vergisting en verbranding in de RES-regio West-Brabant en Hart van Brabant groot. In totaal kan biomassa ruim 60.000 woningen (19 procent) in regio West-Brabant en 32.000 huishoudens (16 procent) in regio Hart van Brabant voorzien van warmte. Daarnaast benadrukt de studie dat het maatschappelijk draagvlak voor verbranding van biomassa laag is omdat het emissies zoals fijn- en stikstof oplevert. Warmteopwekking uit biomassa is in deze studie alleen mogelijk op lokaal en regionaal niveau.

Biomassa wordt al op grote schaal gebruikt (Concept-Contourennotitie RES West-Brabant, 2020). Opschaling is zodoende meer afhankelijk van de capaciteit en omvang van het warmtenet en het beschikken over voldoende biologische grondstoffen. In deze MKBA gaan we er daarom vanuit dat er in 2025 gestart wordt met het opschalen van biomassa. Van 2020 tot en met 2025 zullen gemeenten en provincies zich moeten inspannen om alle vergunningen voor de projecten en infrastructuur te verlenen, zodat deze projecten vanaf 2030 operationeel zijn.

5. Restwarmte industrie en restwarmte waterstofproductie
Restwarmte is de warmte die vrijkomt bij een productieproces. Met behulp van een warmtenet kan deze warmte worden ingezet om aangesloten woningen, glastuinbouw en industrie te verwarmen. Daarbij zijn er bronnen nodig, die voor een langere periode voldoende warmte kunnen aanleveren. Volgens het ECW is restwarmte met name geschikt voor de levering van de basislast en maatwerk.

Restwarmte wordt al op grote schaal gebruikt (Concept-Contourennotitie RES West-Brabant, 2020). Opschaling is zodoende meer afhankelijk van de capaciteit en omvang van het warmtenet en het beschikken over voldoende warmtebronnen. In deze MKBA gaan we er daarom vanuit dat er in 2025 gestart wordt met het opschalen van restwarmte en waterstof. Van 2020 tot en met 2025 zullen gemeenten en provincies zich moeten inspannen om alle vergunningen voor de projecten en infrastructuur te verlenen, zodat deze projecten vanaf 2030 operationeel zijn.

2.2 De opslag van warmte

Een belangrijke schakel in de transitie naar een duurzaam warmtesysteem is de opslag van warmte.[4] Door het overschot aan duurzaam opgewekte warmte op te slaan en in te zetten in tijden van schaarste, wordt duurzame warmte optimaal gebruikt. De mogelijkheid tot seizoensopslag zorgt ervoor dat we een teveel aan energie kunnen opslaan voor later gebruik wanneer er een hoge vraag is.

Warmte kan op vier verschillende manieren in woningen (kleinschalig) worden opgeslagen.
- Warmteopslag in water;
- Warmteopslag in fase overgangsmaterialen (PCM);
- Warmteopslag in thermochemische materialen (TCM) [5]; en
- Warmteopslag door redox principes (CLC).

[4] In dit onderzoek wordt gesproken over de opslag en het transport (paragraaf 2.2, 2.3, 3.2 & 3.3) van warmte. Hierbij is door de begeleidingscommissie opgemerkt dat de term warmte misschien beter vervangen kan worden door energie. Dit omdat het in de praktijk voorkomt dat de energie pas na de opslag of het transport wordt omgezet in warmte.

[5] Onder deze categorie valt ook de warmtebatterij op basis van zout, kaliumcarbonaat (K2CO3)

Daarnaast kan warmte ook grootschalig in (ondergrondse) waterreservoirs worden opgeslagen, en volgens TNO zal het ook mogelijk zijn om warmte op grote schaal in zoutbatterijen op te slaan. Het opslaan van warmte heeft drie voordelen:

- Warmteopslag op korte termijn biedt een oplossing voor de warmtevraag die fluctueert tussen nacht/dag en dagen. Hierdoor heeft het een dempende werking op fluctuaties in het warmtenet;
- Warmteopslag op lange termijn biedt een oplossing voor de warmtevraag die fluctueert tussen bijvoorbeeld seizoenen. In de winter is er meer vraag naar warmte dan in de zomer;
- Warmteopslag zorgt ervoor dat er geen grootschalige en kostbare netwerkverzwaring nodig is.

Er zijn ook nadelen aan warmteopslag. Zo is er nog geen methode gevonden die vrijwel geen warmte verliest, en kost het implementeren van de warmteopslag geld. Wel zijn veel partijen bezig met het verder ontwikkelen van oplossingen. De kosten zijn in hoofdstuk 3 geconcretiseerd.

2.3 Het transport van warmte

Het doel van een warmtenet is om een warmtebron te verbinden met een gebruiker van warmte. Een warmtenet is een netwerk van leidingen onder de grond, waardoor warm water stroomt. Dit warme water kan gebruikt worden om bijvoorbeeld gebouwen of glastuinbouw te verwarmen. Daardoor is er minder vraag naar fossiele brandstoffen zoals aardgas voor warmte. Zodoende zijn warmtenetten een belangrijk onderdeel van de warmtetransitie.

Deze studie maakt onderscheid tussen drie verschillende schalen van warmtetransport:

4. Het **regionale warmtenet** maakt het mogelijk om warmte tussen meerdere gemeenten uit te wisselen. Het gaat altijd om een collectieve oplossing waarbij warmte via een regionaal transportnet tussen gemeenten getransporteerd wordt, zoals het Amernet in de huidige situatie. Het voordeel van een regionaal net is dat een eventueel overschot van warmte van een gemeente niet verloren gaat maar een andere gemeente van aanbod kan voorzien;
5. Een **lokaal warmtenet** maakt het mogelijk om warmte binnen een gemeente uit te wisselen. Net als het regionale net gaat het altijd om een collectieve oplossing. Alle warmteoplossingen van straatniveau tot en met maximaal de schaal van een gemeente vallen onder deze categorie. Blokverwarming valt in deze categorie voor zover het een collectieve oplossing voor meerdere gebouwen betreft;
6. Ten slotte bestaan er **individuele oplossingen** waarbij geen gebruikgemaakt wordt van infrastructuur voor distributie of transport van warmte. Dit zijn alle warmteoplossingen op de schaal van één enkel gebouw of woning. Hierbij kan worden gedacht aan deels eigen opgewekte energie uit de lucht, bodem of zon aangevuld met energie uit bestaande netten voor elektriciteit of (groen)gas. Blokverwarming valt in deze categorie voor zover het een collectieve oplossing voor één gebouw betreft.

In deze studie worden vier projectalternatieven vergeleken met een nulalternatief. Ieder alternatief specificeert de aandelen warmte dat via een regionaal of lokaal warmtenet wordt getransporteerd. Het restant is toegeschreven aan de individuele oplossingen. Deze specificaties vinden plaats op het niveau van de gemeentes in de twee RES-regio's. Het aandeel regionaal, lokaal en individueel verschilt per gemeente. Dit hangt af van de nabijheid van lokale en regionale warmtebronnen, de woningdichtheid en ruimtelijke inpassing van lokale en regionale netten. Waar een collectieve

warmtevoorziening via een lokaal of regionaal net niet haalbaar is, zal het aandeel individuele oplossingen hoger zijn. Bijlage A bevat de aandelen op gemeenteniveau onder de projectalternatieven.

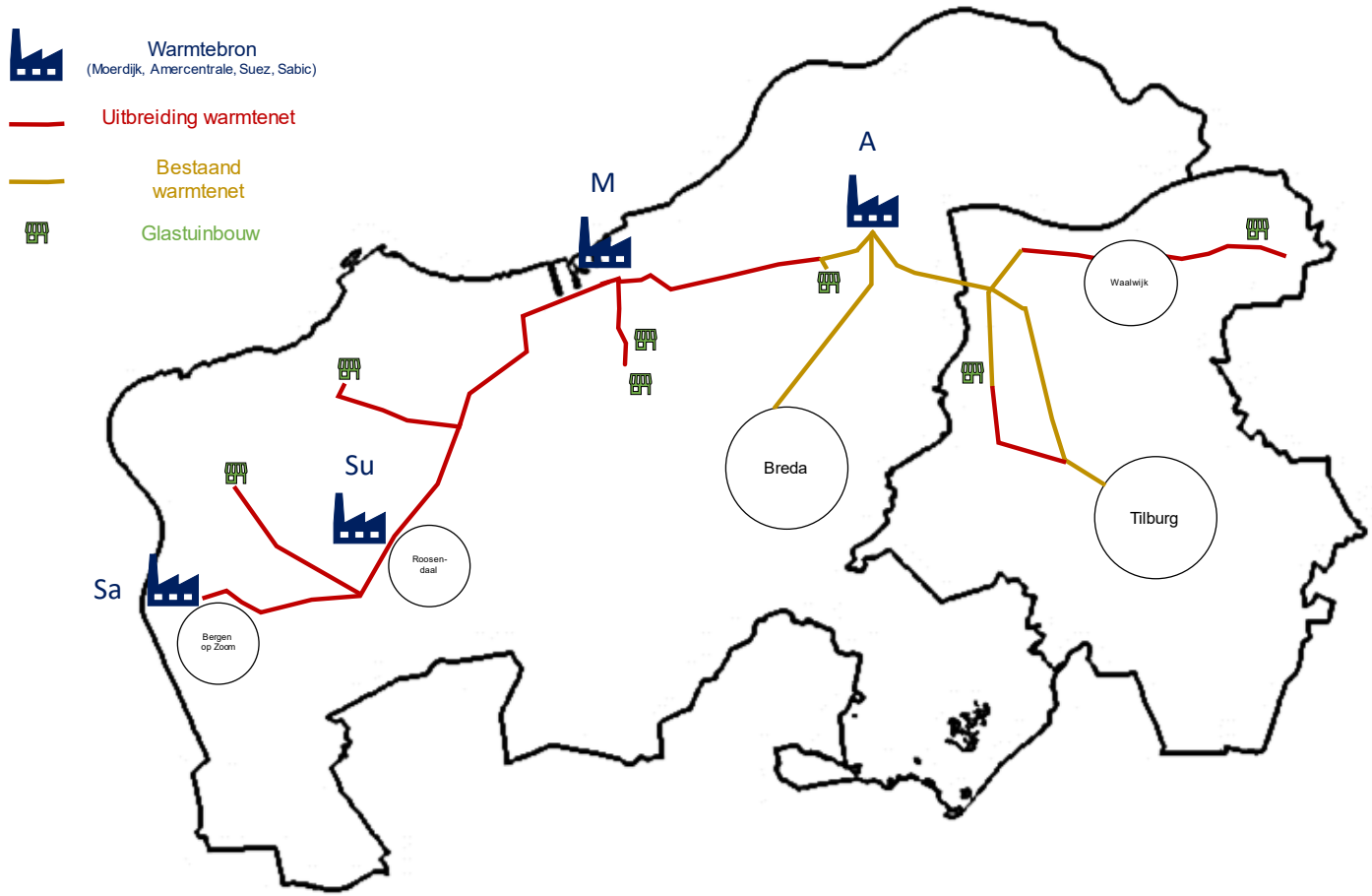
Voor vier van de in totaal zeven projectalternatieven is het nodig om het bestaande warmtenet uit te breiden.[6] Op de volgende twee pagina's zijn deze uitbreidingen met behulp van een routekaart weergegeven. Daarbij is rekening gehouden met de bestaande warmte-infrastructuur en de kortste route naar de aan te sluiten gemeenten. Indien er gekozen wordt om het regionale net verder uit te breiden is het nodig dat er 88,4 kilometer additioneel warmtenet wordt aangelegd (zie Figuur 2.2).[7] Indien er met name lokale netten zullen worden ingezet is er 26 kilometer additioneel warmtenet nodig (zie Figuur 2.3).[8] De kosten voor de aanleg van dit additionele warmtenet zijn in hoofdstuk 4 toegelicht.

6 Dit betreft varianten 1A, 1B, 1C en 2A.

7 Waarvan 21 kilometer voor het warmtenet tussen de Amercentrale en Moerdijk, 31 kilometer voor het warmtenet tussen Moederdijk en Bergen op Zoom, 6,2 kilometer tussen Bergen op Zoom en Steenbergen, 8,4 kilometer tussen Oud Gastel en Dinteloord, 6,0 kilometer bij Dongen en 15,8 kilometer voor het warmtenet tussen Capelle en Vlijmen.

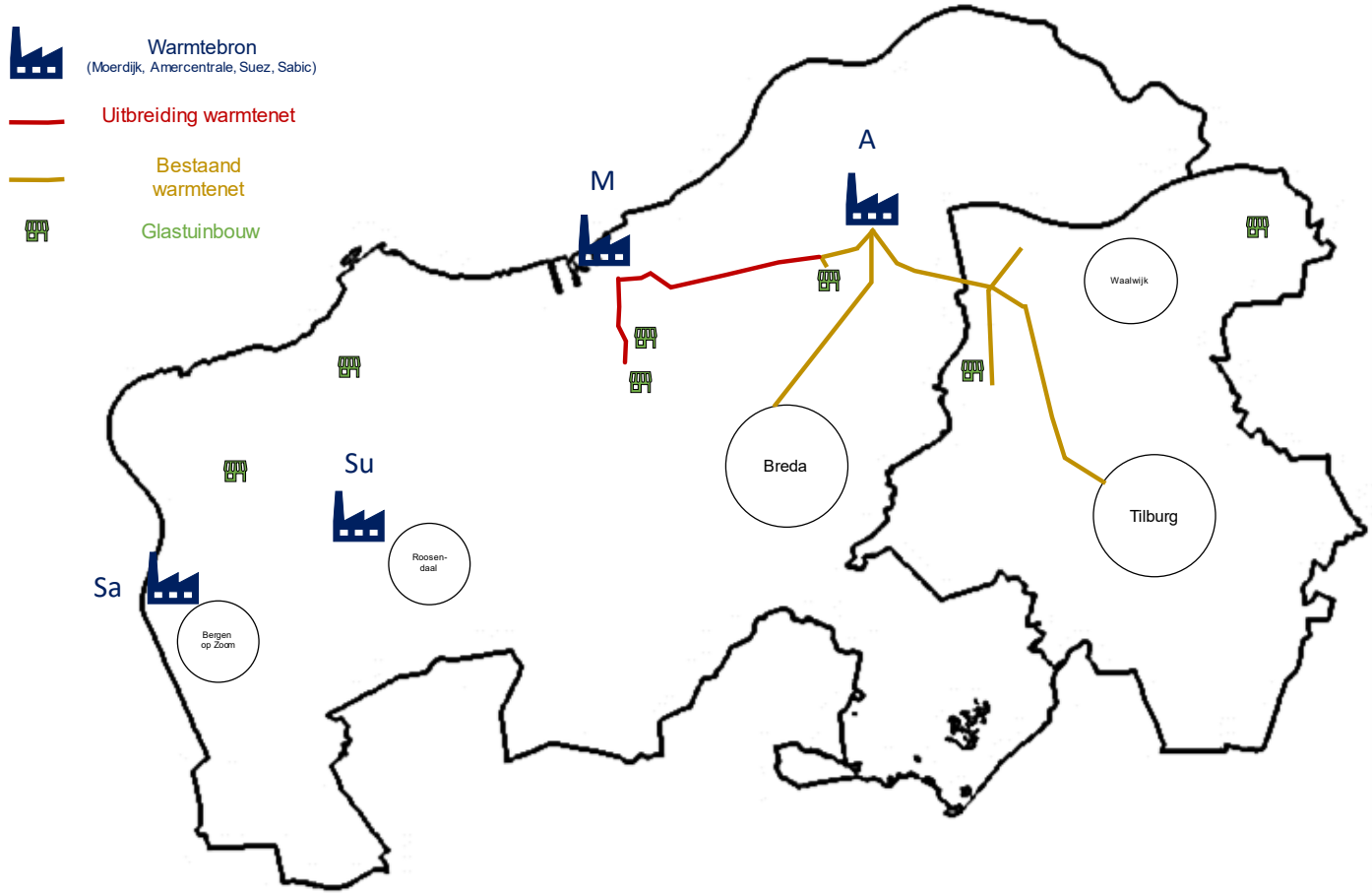
8 Waarvan 21 kilometer voor het warmtenet tussen de Amercentrale en Breda en 5 kilometer tussen Moerdijk en onderliggend tuinbouwgebied.

Figuur 2.2 De uitbreiding van het regionale warmtenet onder het eerste projectalternatief (een regionaal warmtenet).



Bron: SEO Economisch Onderzoek (2020)

Figuur 2.3 De uitbreiding van het regionale warmtenet onder het tweede projectalternatief.



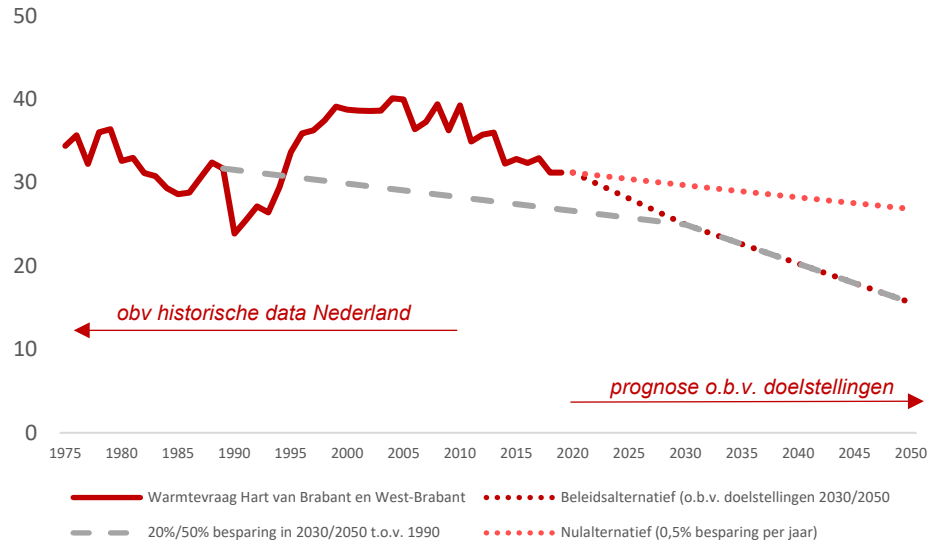
Bron: SEO Economisch Onderzoek (2020)

2.4 Tijdhorizon en de warmtevraag

Conform de klimaatakkoordafspraken gaat deze MKBA uit van een warmtevraagbesparing van twintig procent in 2030 (t.o.v. 1990) en van vijftig procent in 2050 (t.o.v. 1990). Voor het warmtegebruik van de RES-regio's West-Brabant en Hart van Brabant beschikt het ministerie van Infrastructuur en Waterstaat over de cijfers van 2010 tot en met 2018 (Klimaatmonitor, 2020). Omdat deze MKBA zich beperkt tot het warmtegebruik in de gebouwde omgeving, valt slechts een gedeelte van het totale warmtegebruik in de RES-regio's onder de scope van dit onderzoek.

Om ook iets te zeggen over de periode vóór 2010 is gekeken naar de warmtevraag in Nederland. Gegevens hierover zijn beschikbaar vanaf 1975 uit de energiebalans via CBS Statline. Voor de periode tot en met 2050 is ervan uitgegaan dat onder de beleidsopties de doelstellingen van een twintig procent warmtebesparing in 2030 t.o.v. 1990 en van vijftig procent in 2050 worden gehaald. Voor het nulalternatief (de situatie waarin er *geen* extra beleid gevoerd gaat worden voor verduurzaming van de warmtevoorziening) is uitgegaan van een jaarlijks gemiddelde afname van het warmtegebruik van 0,5 procent.

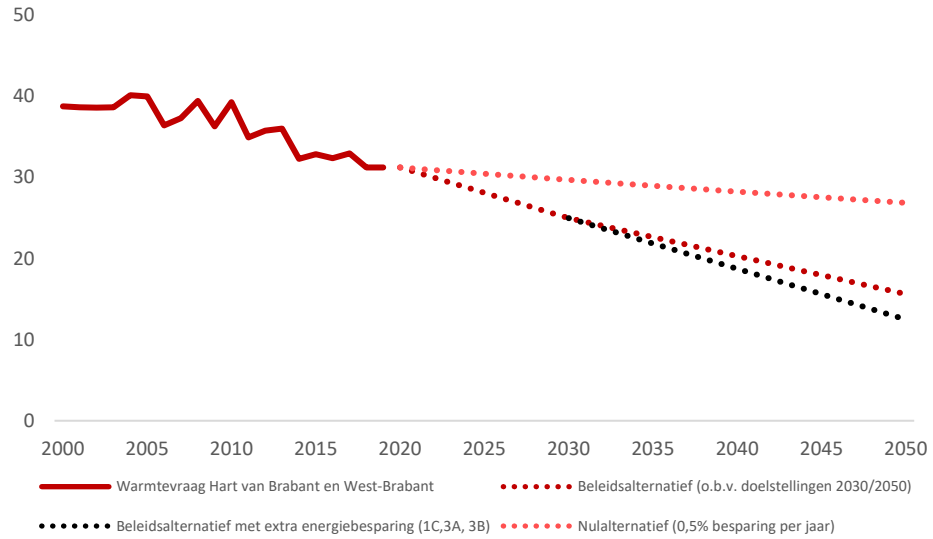
Figuur 2.4 Het nul- en beleidsalternatief (stippellijnen) op basis van gegevens over de RES-regio's (2010 t/m 2018, vaste rode lijn) en Nederland (vanaf 1975, gestreepte rode lijn).



Noot: Gegevens zoals op 17 juni 2020 gepubliceerd op https://klimaatmonitor.databank.nl/Jive. Deze monitor heeft het totaal bekend warmtegebruik in de periode 2010 tot en met 2017 gepubliceerd. Daarbij zijn de gemeenten uit de RES-regio's geselecteerd. Het gepubliceerde overzicht is niet volledig. Daar waar gegevens ontbraken zijn deze gegevens geïnterpoleerd. De weergegeven data voor de RES-regio's zijn de totalen van twee gepubliceerde cijferreeksen, het gasgebruik in de gebouwde omgeving en het gebruik van stadswarmte. Beide zijn naar dezelfde eenheid omgerekend (TJ).
Bron: De Klimaatmonitor (Rijkswaterstaat, 2020) en CBS (2020), bewerking door SEO Economisch Onderzoek (2020)

Voor drie beleidsopties (verderop in dit hoofdstuk besproken) is gerekend met een extra energiebesparing bovenop de beleidsdoelstellingen. Deze beleidsopties gaan uit van een besparing van 60 procent in 2050 ten opzichte van 1990, in plaats van de 50 procent die in de klimaatdoelstellingen is geformuleerd. Figuur 2.5 laat dit zien.

Figuur 2.5 In enkele beleidsopties is gerekend met hoger tempo van energiebesparing.



Bron: De Klimaatmonitor (Rijkswaterstaat, 2020) en CBS (2020), bewerking door SEO Economisch Onderzoek (2020)

Warmtevraag glastuinbouwgebieden

In de RES-regio's West-Brabant en Hart van Brabant speelt de glastuinbouw een belangrijke rol. Deze sector verbruikt relatief veel aardgas om warmte en elektriciteit op te wekken. In samenspraak met de begeleidingscommissie is daarom besloten om de zes grootste glastuinbouwgebieden in dit onderzoek te betrekken (zie Tabel 2.1). In deze zes gebieden zijn 115 bedrijven gevestigd die zich bezig houden met teelt onder glas (CBS, 2016). Gezamenlijk zijn zij goed voor zo'n 474 hectare glas. Om de warmtevraag per glastuinbouwgebied te berekenen is uitgegaan van een gemiddeld aardgasgebruik van 23 m^3 per vierkante meter (WUR, 2018).

Tabel 2.1 In totaal is er 474 hectare glastuinbouw in de twee RES-regio's.

Glastuinbouwgebied	Oppervlakte glastuinbouw (ha)	Aantal glastuinbouwbedrijven	Aardgasverbruik (m^3)
Moerdijk	31,9	7	7.337.000
Steenbergen	164,8	12	37.904.000
Roosendaal	52	24	11.960.000
Drimmelen	113,5	32	26.105.000
Dongen	40,9	16	9.407.000
Heusden	70,9	24	16.307.000

Noot: Naast bovenstaande zes gebieden is er ook nog glastuinbouw in de andere gemeenten. Zo zijn er in de gemeente Bergen op Zoom 11 bedrijven (24,3 ha), in Breda 36 bedrijven (83,8 ha), in Etten-Leur 24 bedrijven (66,5 ha), in Halderberge 22 bedrijven (23,0 ha), in Oosterhout 14 bedrijven (24,1 ha), in Ruchphen 22 bedrijven (13,8 ha), in Zundert (73 bedrijven (84,3 ha), in Gilze en Rijen 6 bedrijven (7,9 ha), in Haaren 15 bedrijven (16,8 ha), in Hilvarenbeek 6 bedrijven (3,7 ha), in Loon op Zand 5 bedrijven (15,2 ha), en in Waalwijk 6 bedrijven (8,7 ha). In lijn met de regionale structuur warmte zijn alleen de zes in de tabel weergegeven glastuinbouwgebieden meegenomen in dit onderzoek.

Noot: Bij het berekenen van het aardgasgebruik gaan wij uit van een aardgasgebruik van 23 m^3 per vierkante meter (7,28 TJ/ha) (WUR, 2018). De Commissie geeft hierbij aan dat zij een range van 6,0 to 7,5 TJ/ha hanteren. Omdat de glastuinbouw relatief nieuw is zal bovenstaande schatting aan de bovengrens zitten.

Bron: Berekening SEO Economisch Onderzoek o.b.v. CBS Statline en Wageningen University Research

2.5 Nulalternatief

Een MKBA berekent de maatschappelijke effecten van investeringen en vergelijkt deze met het nulalternatief, het meest waarschijnlijke alternatief voor de investering. Het nulalternatief vertrekt vanuit de huidige situatie, dus met de bestaande netten voor warmte, elektriciteit en gas en de bestaande bronnen. De veranderingen in de energie infrastructuur die thans zijn gepland zijn onderdeel van het nulalternatief. Dus verduurzaming gebaseerd op een al geaccordeerd investeringsbesluit vindt plaats in het nulalternatief. Dit geldt ook voor het beleid. Zo zal de Amercentrale vanaf 2024 geen kolen meer verstoken, maar honderd procent draaien op biomassa.[9]

Het Amernet blijft in het nulalternatief bestaan in zijn huidige omvang. Alleen uitbreidingen waarvoor thans al een investeringsbesluit is genomen tellen mee in het nulalternatief. Dit geldt ook voor de lokale netten in Terheijden, Roosendaal en Bergen op Zoom en voor andere plannen die onderdeel zijn van de gemeenten en provincies. Er zijn lokaal en regionaal ambitieuze klimaat- en energiedoelstellingen afgesproken. Voor het nulalternatief is van belang of als gevolg van dit beleid investeringsbesluiten zijn genomen, die leiden tot verduurzaming van de warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant. Alleen in dit laatste geval nemen we bestaande gemeentelijke en provinciale plannen op als onderdeel van het nulalternatief.

Het nulalternatief trekt de verwachte situatie zonder de investeringsplannen die onderdeel zijn van de projectalternatieven door naar het jaar 2050. Wij kijken daarvoor dus onder meer naar de ontwikkeling van de warmtevraag zoals die zich thans ontwikkelt, mede onder invloed van bestaand beleid. Hierin zit al een autonome trend qua energiebesparing, die we doortrekken naar 2050. Figuur 2.4 beschrijft deze trend die resulteert in een autonoom tempo van besparing op de warmtevraag van 0,5 procent per jaar. In 2050 resulteert een warmtevraag van 6,3 TWh (zie Tabel 2.3).

Aan de kant van de opwekking van warmte houden we ook rekening met de huidige situatie en de autonome trend. De Klimaat- en Energieverkenning 2019 berekent de bijdrage van aardgas aan de warmtevoorziening. In 2017 was het finaal energieverbruik voor warmte voor 76 procent afhankelijk van aardgas (PBL 2019, p. 99). Dit aandeel daalt naar 68 procent in de raming van voorgenomen beleid voor 2030. Bijna de helft van het finaal energieverbruik voor warmte wordt gebruikt in de gebouwde omgeving (woningen en diensten), 40 procent in de nijverheid en 10 procent in de landbouw. Volgens het PBL verandert deze verhouding in het finaal energieverbruik voor warmte niet in de periode tot 2030.

In de raming van het voorgenomen beleid daalt de bijdrage van aardgas aan het finaal energieverbruik voor warmte met circa 0,6 procentpunt per jaar. We gebruik dit kengetal in het nulalternatief voor de schatting van de daling van het aantal aansluitingen op het aardgasnet als autonome trend voor 2030. Aangezien er geen ramingen zijn voor de periode tot 2050, veronderstellen we dat de trend ook geldt voor de periode na 2030. Het aandeel aardgas in warmtevoorziening van West-Brabant en Hart van Brabant is in 2020 ongeveer 95 procent. In de autonome trend van het nulalternatief daalt dit aandeel naar circa 75 procent in 2050.

[9] Tijdens het schrijven van dit rapport is er door de overheid een besluit genomen tot afbouw van de subsidie voor elektriciteitsproductie met houtige biomassa. Onduidelijk is wat de impact van dit besluit gaat zijn op het beleid van de Amercentrale.

Woningen die afscheid nemen van de HR-ketel op aardgas stappen over op een alternatief. Voor het nulalternatief veronderstelt deze analyse dat dit alternatief een *all-electric* oplossing is op basis van een (lucht)warmtepomp. Deze oplossing wordt in het bestaande beleid gestimuleerd met diverse regelingen zoals de ISDE-KA die circa 20-30 procent subsidie toekent bij de aanschaf van een warmtepomp. Lokaal gelden er aanvullende subsidie voor woningen die van het gas af gaan.

De ramingen van het PBL houden geen rekening met de effecten van het beleid voor het uitfaseren van aardgas, zoals dat is afgesproken in het Klimaatakkoord. De projectalternatieven geven voor een deel invulling van deze doelstelling van het Klimaatakkoord. Het is in dat opzicht zuiver om de effecten van het beleid voor het uitfaseren van aardgas geen onderdeel te laten zijn van de autonome trend in het nulalternatief.

2.6 Projectalternatieven

Op basis van de denkrichtingen voor de RES-regio's zijn er in samenspraak met de begeleidingscommissie drie projectalternatieven opgesteld. De projectalternatieven formuleren op een samenhangende wijze de investeringen die nodig zijn voor verduurzaming van de warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant. Het gaat dan om de warmtevoorziening voor de gebouwde omgeving. De warmtevraag vanuit de industrie valt buiten de scope van de MKBA. Wel houdt de analyse rekening met de verduurzaming van de grote tuinbouwgebieden in de twee regio's waarbij het gaat om de warmtevraag en de vraag naar CO_2.[10]

De projectalternatieven moeten in voldoende mate realistisch zijn en bovendien geschikt om de centrale vragen voor de MKBA te kunnen beantwoorden (zie Box 2.2). Dit houdt in dat de projectalternatieven in principe uitvoerbaar moeten zijn op basis van de huidige inzichten. De alternatieven scherpen de voorliggende keuzes wel aan zodat de MKBA straks het beleid kan informeren. De verschillen tussen de projectalternatieven maken duidelijk wat de invloed is van de voorliggende keuzes zoals de keuze voor een bepaalde warmtebron op de uitkomst van de MKBA. De nadruk op een bepaalde technologie of een warmtebron in de mix kan daarom sterker zijn dan zou gebeuren in een zuiver bedrijfseconomische analyse.

Box 2.2 Doel van dit onderzoek

- De toekomststrategie voor het Amernet;
- De kansen en voorwaarden voor een warmtenet in en om Moerdijk;
- Het beoordelen van de kansen en voorwaarden van verschillende warmteoplossingen in verschillende doelen van de regio;
- Het beoordelen van de bronnenstrategie als het gaat om aard, vermogen, tijdpad en geografische locatie.

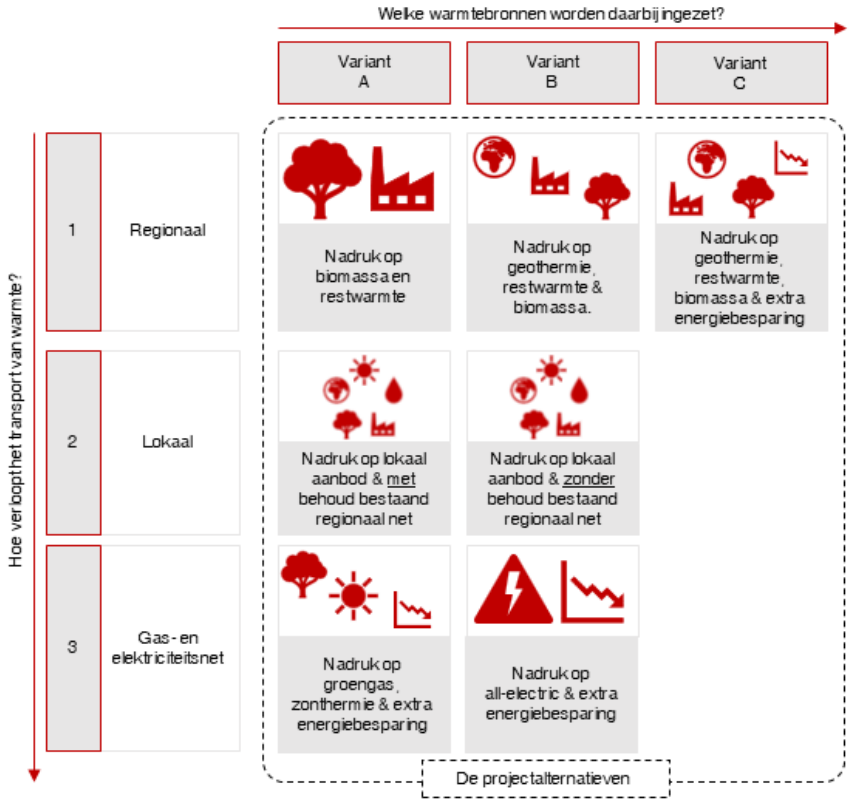
De projectalternatieven

De MKBA wordt uitgevoerd voor drie projectalternatieven, die vervolgens worden uitgewerkt in enkele varianten. Deze alternatieven verschillen in de nadruk op de warmte-infrastructuur: regionaal, lokaal of individueel. Het projectalternatief voor de lokale infrastructuur kent twee varianten.

[10] Het gaat om de tuinbouwgebieden bij Moerdijk, Roosendaal, Drimmelen, Steenbergen, Dongen en Heusden.

Ook worden er meerdere mixen van warmtebronnen onderzocht en verschilt de mate van energiebesparing. Onderstaande tabel geeft een overzicht van de projectalternatieven en de mixen van warmtebronnen. De exacte invulling van de in te zetten warmte-infrastructuur onder ieder projectalternatief is terug te vinden in Bijlage A. De invulling van de in te zetten warmtebronnen per projectalternatief zijn voor West-Brabant terug te vinden in Bijlage B en voor Hart van Brabant in Bijlage C.

Tabel 2.2 In deze MKBA zijn zeven verschillende projectalternatieven onderzocht.



Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020
Noot: Bij lokaal aanbod gaat het om biomassa, restwarmte, LTA, aquathermie en zonthermie. De invulling van de warmtemix voor lokaal aanbod is gebaseerd op de regionale structuur warmte uit de concept-RES.

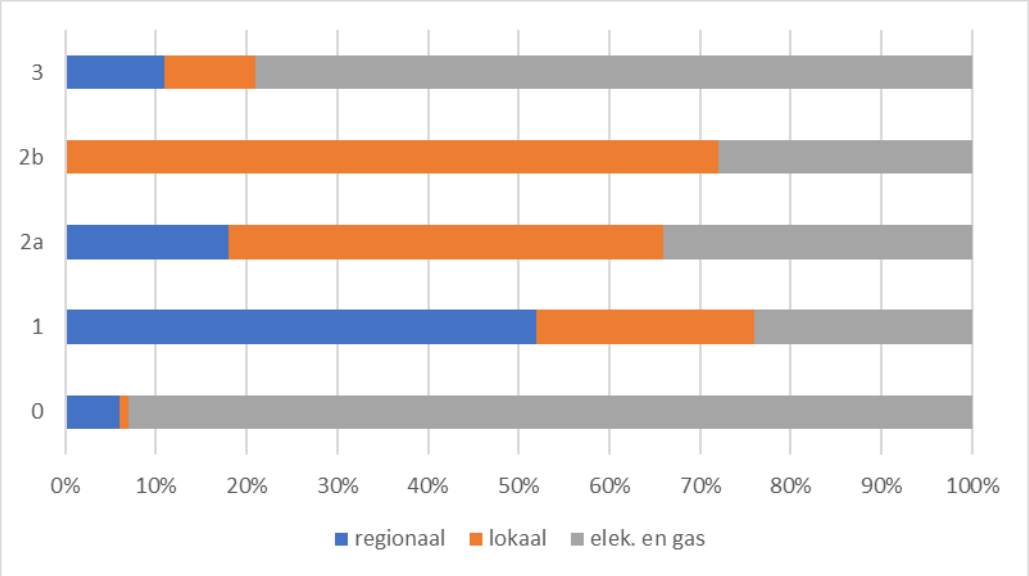
1. *Regionaal net*. In dit eerste projectalternatief ligt de nadruk op warmtevoorziening via een grootschalige regionaal net gevoed door toekomstbestendige warmtebronnen uit de regio. Op plekken waar geen aansluiting op een regionaal gerealiseerd kan worden, wordt gebruikgemaakt van lokale warmtenetten gevoed door lokale warmtebronnen. Waar geen aansluiting op het regionaal net of een lokaal net mogelijk is zal een individuele oplossing worden toegepast. Onder regionale netten verstaan wij collectieve warmtenetten die gemeentegrenzen overschrijden;
2. *Lokaal net*: Projectalternatief waarin de warmtevoorziening zo veel mogelijk loopt via decentrale collectieve warmteoplossingen (lokale netten) gevoed door toekomstbestendige warmtebronnen uit de gemeente. Dit projectalternatief kent twee varianten:

a) Bestaande warmtevoorziening via het regionaal net wordt verduurzaamd waarbij we rekening houden met een beperkte uitbreiding (bijvoorbeeld Amernet richting Moerdijk), uitbreiding lokale netten gevoed door lokale warmtebronnen;
b) Alleen lokale netten gevoed door lokale warmtebronnen. Hiervoor kunnen bestaande warmteleidingen regionaal net worden gebruikt. Geen regionaal transport meer van warmte (dus ook geen Amernet);

3. *Warmtevoorziening aangesloten op gas- of elektriciteitsnet*: In dit projectalternatief ligt de nadruk op verduurzaming via warmteoplossingen die zijn aangesloten op een gas- of elektriciteitsnet. Waar warmte thans via een regionaal of lokaal warmtenet geleverd wordt, blijft deze aansluiting bestaan en vindt enige uitbreiding van de lokale netten plaats.

De infrastructuur voor de warmtevoorziening in de projectalternatieven wordt in Figuur 2.6 vergeleken met de situatie in het nulalternatief. Te zien is de nadruk op de regionale warmtenetten in projectalternatief 1 en de op de lokale warmtenetten in projectalternatief 2. Het aandeel individueel in het nulalternatief heeft betrekking op de levering van aardgas, die in de projectalternatieven zal verdwijnen.

Figuur 2.6 Verdeling van de Infrastructuur voor de warmtevoorziening in nulalternatief en projectalternatieven (in % van de geleverde warmte).



Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

Tabel 2.3 beschrijft de warmtevraag die resulteert per projectalternatief. Met 50 procent besparing komt de warmtevraag uit op 3,6 TWh in 2050. Met extra energiebesparing in 1C, 3A en 3B bedraagt de warmtevraag voor deze projectalternatieven 2,9 TWh. In het nulalternatief is het tempo van energiebesparing trager en is de warmtevraag in 2050 6,3 TWh. Tabel 2.3 geeft het energieverbruik per infrastructuur conform de verdeling van Figuur 2.6. Deze gegevens worden in Tabel 2.4 en Tabel 2.5 uitgesplitst naar de regio's West-Brabant en Hart van Brabant.

Tabel 2.3 De warmtevraag in 2050 bedraagt in de projectalternatieven 2,9 tot 3,6 TWh

Resultaat MKBA	Nulalt.	1A	1B	1C	2A	2B	3A	3B
Regionaal warmtenet	0,4	1,9	1,9	1,5	0,7	0,0	0,3	0,3
Lokaal warmtenet	0,0	0,9	0,9	0,7	1,8	2,7	0,6	0,3
Elektriciteitsnet	1,5	0,6	0,4	0,3	0,8	0,7	0,3	1,4
Gasnet	4,3	0,3	0,5	0,4	0,5	0,3	1,7	0,9
Totaal	6,3	3,6	3,6	2,8	3,6	3,6	2,9	2,9

Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

Tabel 2.4 In West-Brabant bedraagt de warmtevraag in 2050 1,9 tot 2,4 TWh

Resultaat MKBA	Nulalt.	1A	1B	1C	2A	2B	3A	3B
Regionaal warmtenet	0,2	1,2	1,2	1,0	0,5	0,0	0,2	0,2
Lokaal warmtenet	0,0	0,6	0,6	0,5	1,0	1,7	0,4	0,2
Elektriciteitsnet	1,0	0,4	0,4	0,3	0,6	0,5	0,3	0,8
Gasnet	2,9	0,2	0,2	0,1	0,4	0,2	1,0	0,7
Totaal	4,0	2,4	2,4	1,9	2,4	2,4	1,9	1,9

Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

Tabel 2.5 In Hart van Brabant bedraagt de warmtevraag in 2050 1,0 tot 1,2 TWh

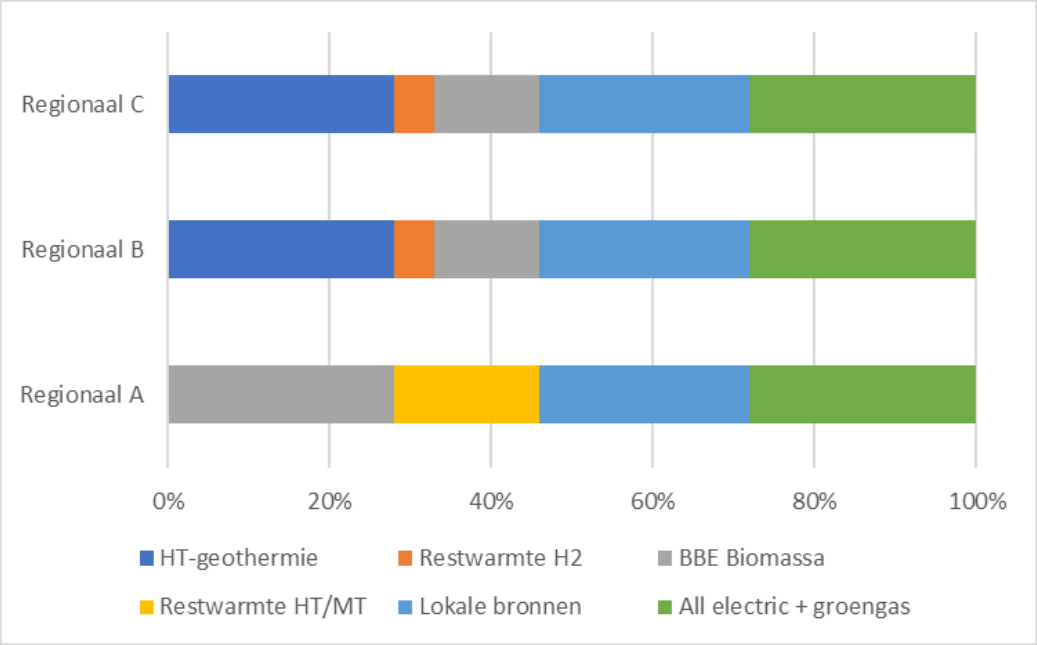
Resultaat MKBA	Nulalt.	1A	1B	1C	2A	2B	3A	3B
Regionaal warmtenet	0,2	0,7	0,7	0,6	0,2	0,0	0,1	0,1
Lokaal warmtenet	0,0	0,3	0,3	0,2	0,8	1,0	0,2	0,1
Elektriciteitsnet	0,5	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,6
Gasnet	1,5	0,1	0,3	0,2	0,1	0,1	0,7	0,2
Totaal	2,2	1,2	1,2	0,9	1,2	1,2	1,0	1,0

Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

Vervolgens wordt per projectalternatief de mix van duurzame warmtebronnen ingevuld. Daarbij zijn twee aspecten van belang. Allereerst is het van belang dat de projectalternatieven onderling voldoende verschillen. Dat levert de meeste informatie op voor de besluitvorming en over de wijze in welke richting het huidige beleid te verbeteren valt. Ten tweede is het van belang dat de mix van warmtebronnen realistisch is. Een voorbeeld: voor biomassa is er in de RES-regio West-Brabant een specifieke uitspraak gedaan dat die uit de regio moet komen. Het potentieel van de warmtebron is zodoende op natuurlijke wijze begrensd.

Figuur 2.7 geeft de mix aan voor projectalternatief 1 in het eindjaar 2050. De opties voor verduurzaming in dit alternatief hangen samen met warmtebronnen die geschikt zijn voor invoeding op een regionaal warmtenet en dus een hoge temperatuur hebben. Er zijn drie varianten. In variant A ligt de nadruk op biomassa en HT-restwarmte als bron; in variant B ligt de nadruk op HT-geothermie en restwarmte van waterstofproductie als voeding voor de regionale warmtebronnen. De derde variant kent dezelfde mix qua warmtebronnen als variant B, maar veronderstelt een hoger tempo van energiebesparing. Het warmteverbruik ligt dus op een lager niveau dan in varianten A en B.

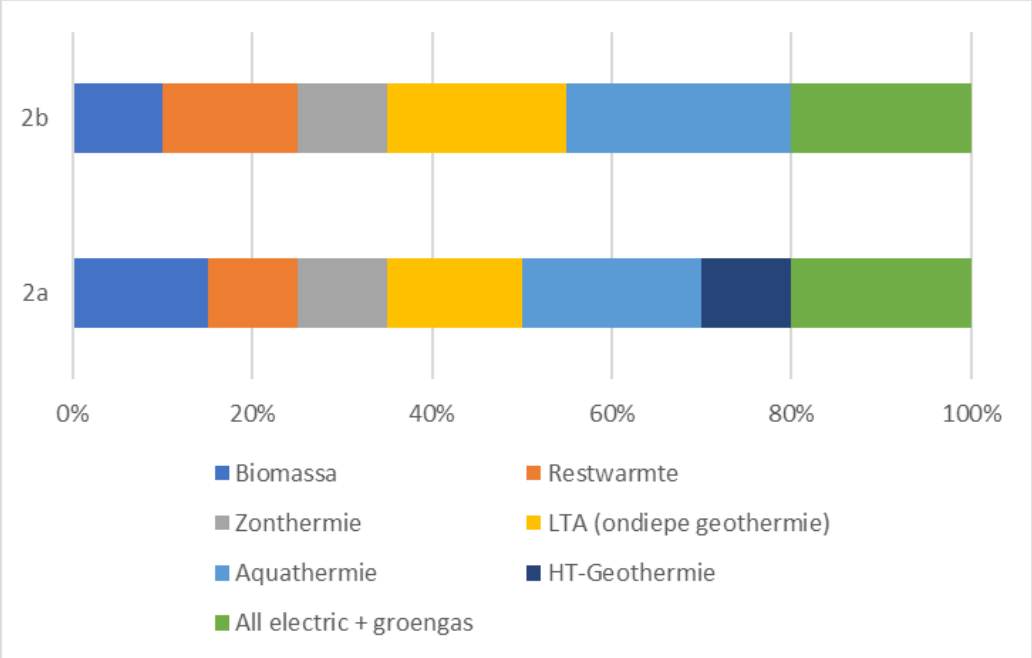
Figuur 2.7 Warmtebronnenmix in projectalternatief 1 “regionaal” (in % van geleverde warmte).



Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

De twee projectalternatieven die nadruk leggen op warmtevoorziening via lokale warmtenetten hebben grotendeels dezelfde warmtebronnenmix (Figuur 2.8). De lokale netten worden gevoed uit lokale bronnen zoals LTA, aquathermie en MT/LT-restwarmte. De verschillen tussen de alternatieven ontstaan hier doordat in 2a een groter deel van de warmte via het regionale warmtenet bij de eindverbruikers terechtkomt.

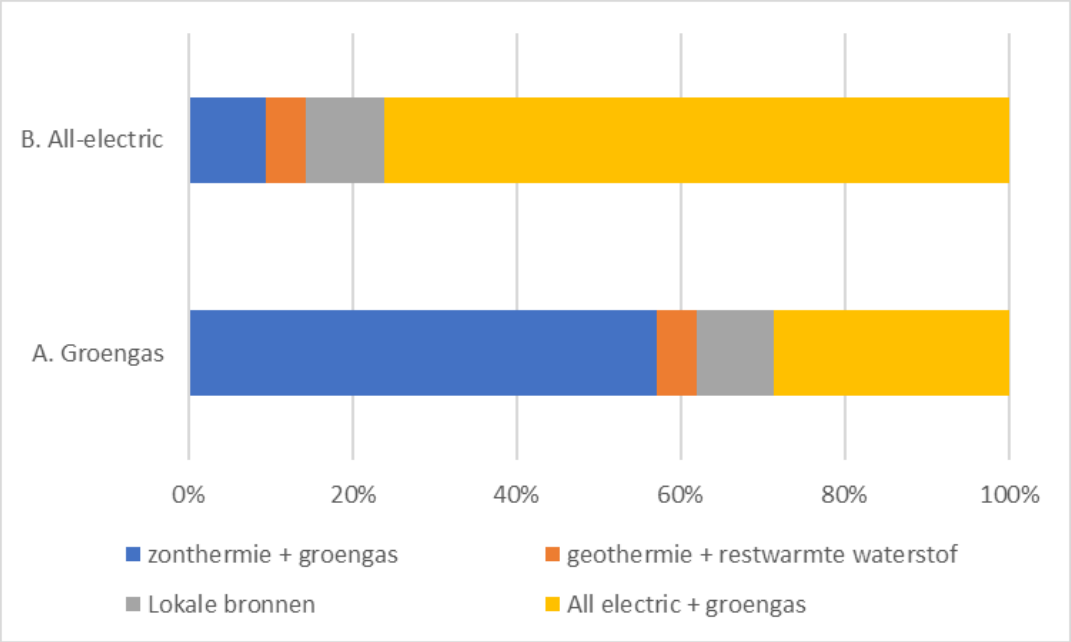
Figuur 2.8 Warmtebronnenmix in de twee projectalternatieven “lokaal” in 2050.



Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

In projectalternatief 3 zijn er twee varianten voor de bronnenmix. De eerste mix legt de nadruk op warmte op basis van zonthermie in combinatie met groengas. De tweede variant voorziet in een groot aandeel warmte op basis van groengas en all-electric oplossingen (Figuur 2.9). De analyse veronderstelt dat het tempo van energiebesparing in deze variant hoger ligt dan in de andere twee projectalternatieven, omdat een deel van de individuele warmteoplossingen een lage temperatuur kent en dus extra isolatie in woningen zal vragen.

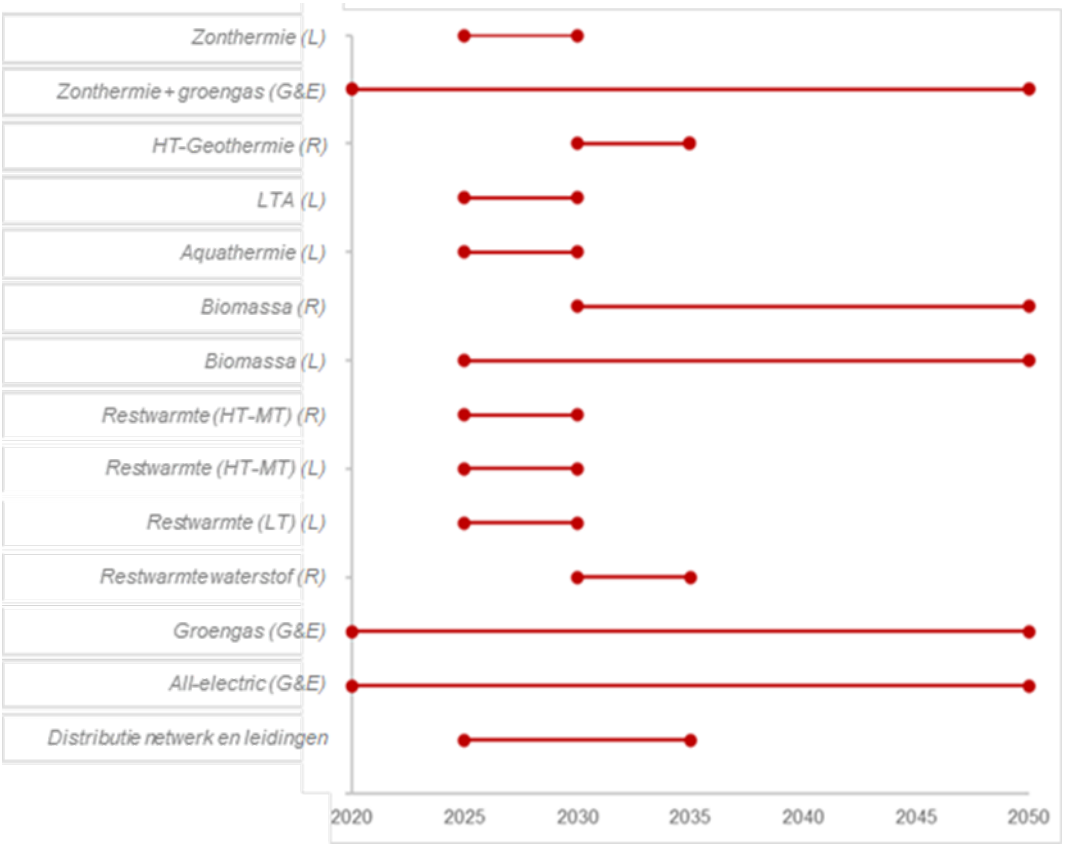
Figuur 2.9 Warmtebronnenmix in projectalternatief "gas- en elektriciteit" in twee varianten in 2050.



Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

Voor de effecten van de projectalternatieven is de fasering van de uitrol van de warmteopties van belang. Deze fasering hangt mede af van technische factoren zoals de snelheid waarmee vergunningen kunnen worden afgegeven en de looptijd van de investeringen die nodig zijn voor de realisatie. Voor de infrastructuur zoals de uitbreiding van het regionale net wordt daarom verondersteld dat de aanleg niet voor 2025 begint en uiterlijk 2035 gereed zal zijn. Vanwege de kosten vinden relatief dure en risicovolle investeringen zoals geothermie later plaats. Deze timing past bovendien bij de realisatie van de uitbreiding van het regionale net. Bij de individuele opties veronderstelt de analyse een gelijkmatige invoering, die plaatsheeft in de periode 2020-2050. Figuur 2.10 bevat een overzicht van de uitrol van de warmteopties per warmtebron die in deze studie zijn gehanteerd.

Figuur 2.10 Fasering uitrol warmteopties.



Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

3 Kosten

Het onderwerp van deze studie is de verduurzaming van de warmtevoorziening in de gebouwde omgeving en de tuinbouw. Dit betreft de productie, de opslag, het transport en het gebruik van warmte. Verduurzaming zal gevolgen hebben voor elk van deze schakels in de warmteketen. Alle kosten die hiermee gemoeid zijn, zijn onderdeel van dit hoofdstuk.

In het hoofdstuk is onderscheid gemaakt tussen twee soorten kosten. Enerzijds zijn er de kosten die nodig zijn om de transitie te effectueren (de éénmalige investeringskosten). Anderzijds zijn er de kosten die nodig zijn om de warmtevoorziening in stand te houden (de jaarlijkse operationele kosten). Alle kosten zijn uitgedrukt in het prijspeil in 2020. De inschatting van de kosten voor de productie van warmte zijn waar mogelijk gebaseerd op dezelfde bron. Dit zorgt ervoor dat de verschillende projectalternatieven goed te vergelijken zijn.

Het hoofdstuk is als volgt opgebouwd: Paragraaf 3.1 bevat de kosten voor de productie van warmte. In Paragraaf 3.2 zijn de kosten voor het transporteren van de warmte nader uitgewerkt. Paragraaf 3.3 bevat een overzicht van het transport van warmte en Paragraaf 3.4 van de kosten die gepaard gaan met het gebruik van warmte binnenshuis. Hierbij kan gedacht worden aan energiebesparende maatregelen, aanpassingen aan convectoren en andere individuele warmteoplossingen zoals individuele warmtepompen. Paragraaf 3.5 sluit af door de kosten per projectalternatief weer te geven.

3.1 De productie van warmte

1. Zonthermie

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) heeft de kosten voor zonthermie in kaart gebracht (2020). Daarbij is onderscheid gemaakt tussen grootschalige (≥1 mWth) en kleinschalige (≥140 kWth en <1 mWth) zonthermie en tussen de éénmalige investeringskosten en de jaarlijkse operationele kosten (zie Tabel 3.1). De investeringskosten zijn exclusief (de aansluiting op) het leidingsysteem. Deze kostenposten worden besproken in Paragraaf 4.3. Alle overige kosten zijn meegenomen in de kostenberekening van het PBL.

Tabel 3.1 De éénmalige investeringskosten van grootschalige zonthermie zijn relatief laag, maar de operationele kosten zijn relatief hoog.

	Grootschalig (≥1 mWth)	Kleinschalig (≥140 kWth en <1 mWth)
Investeringskosten (€ / kWth)	420	525
Operationele kosten (€ / kWth jaar)	4,00	1,90

Bron: PBL (2020)
Noot: Het SDE++ referentiesysteem voor de categorie kleinschalig is uitgerust met (door een lichtdoorlatende laag) afgedekte zonnecollectoren en een warmte-opslagvat. De grootschalige variant is uitgerust met een Warmte Koude Opslag (WKO). De kosten van het PBL zijn niet verder gespecificeerd, zodoende is het niet mogelijk om te achterhalen of deze kosten hoger of lager zullen uitvallen indien er bijvoorbeeld gebruik wordt gemaakt van een ondiepe opslag (bijvoorbeeld een Ecovat) i.p.v. een diepe opslag (WKO).

2. Geothermie

Het PBL heeft de kosten voor geothermie in kaart gebracht (2020). In deze studie is onderscheid gemaakt tussen ondiepe (<500 meter), diepe (≥500 en <4000 meter), en ultradiepe (≥4000 meter) geothermie. Daarnaast is er onderscheid gemaakt tussen basislast en geen basislast.[11] In samenspraak met de begeleidingscommissie van dit onderzoek is besloten om in dit onderzoek geen gebruik te maken van ultradiepe geothermie.[12] De overige kosten zijn in Tabel 3.2 opgenomen.

Tabel 3.2 De kosten voor geothermie

	Ondiep geen basislast	Ondiep basislast	Diep geen basislast	Diep basislast*
Investeringskosten (€ / kWth)	1259	1259	1523	860
Operationele kosten vast (€ / kWth jaar)	125	192	105	128
Operationele kosten variabel (€ / kWth jaar)	0,0019	0,0019	0,0019	0,0019
Elektriciteitsverbruik (mWh / jaar)	4258	7299	3277	8395

* Dit betreft de kosten voor een installatie met een vermogen van meer dan 20 MW. De kosten van een installatie met minder dan 20 MW vermogen zijn wel in het model opgenomen en indien nodig gebruikt, maar vanwege de leesbaarheid van dit rapport niet hier opgenomen.

Bron: PBL (2020)

De investeringskosten zijn exclusief *(i)* de kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers, *(ii)* kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen, *(iii)* kosten voor een vervangende warmtevoorziening, *(iv)* kosten voor het voorbereidingstraject en geologisch vooronderzoek, *(v)* kosten voor vergunningen, abandonneringskosten en de restwaarde. Deze eerste twee kostenposten worden in Paragraaf 4.3 besproken. De operationele kosten zijn exclusief de kosten aankoop CO_2. Alle overige kosten zijn gedekt.

3. Aquathermie

Het PBL heeft de kosten voor aquathermie in kaart gebracht (2020). Daarbij is (onder andere) onderscheid gemaakt tussen TEO en TEA. In Tabel 3.3 zijn de kosten voor deze twee vormen van aquathermie opgenomen.

Tabel 3.3 De kosten voor aquathermie

	TEO	TEA
Investeringskosten (€ / kWth)	2401	2369
Operationele kosten vast (€ / kWth jaar)	113	170
Operationele kosten variabel (€ / kWth jaar)	0,0019	0,0019
Elektriciteitsverbruik (mWh / jaar)	994	1935

Bron: PBL (2020)

De investeringskosten zijn exclusief *(i)* de kosten voor een warmtedistributienet naar de afnemers, *(ii)* kosten voor lokale woning- of gebouwaansluitingen, *(iii)* kosten voor het voorbereidingstraject,

11 Basislast betreft de minimale hoeveelheid warmte die een groot deel van het jaar nodig is.

12 De reden voor deze afbakening is de grote onzekerheid of de bodem van de regio exploitatie van ultra diepe geothermie mogelijk maakt.

(iv) de abandonneringskosten en *(v)* de restwaarde. Deze eerste twee kostenposten worden in Paragraaf 3.3 besproken. Alle overige kostenposten zijn meegenomen in de kostenberekening van het PBL.

4. Biomassa en groengas

Het PBL onderscheidt in haar studie verschillende stromen voor vergisting van biomassa. Tabel 3.4 bevat een overzicht van de éénmalige investeringskosten, de jaarlijkse operationele kosten en de grondstofkosten van de categorieën die het best aansluiten bij de stromen die de RES-regio's beschouwen (zie hoofdstuk 2). Onder de grootschalige vergisting vallen de reststoffen uit de VGI. Onder monomestvergisting vallen varkens- en rundveemest. Onder slibvergisting valt het slib van huishoudens.

Tabel 3.4 De kosten voor vergisting van biomassa en opwaardering tot groengas.

	Grootschalige vergisting (gas)	Grootschalige vergisting (warmte)	Monomestvergisting (>400 kW) (gas)	Monomestvergisting (>400 kW) (warmte)	Slibgisting (RWZI) (gas)	Slibgisting (RWZI) (warmte)
Investeringskosten (€ / kWth)	880	879	1980	2478	9106	6049
Investeringskosten gasopwaardering (€ / kWth)	404		350			
Operationele kosten vast (€ / kWth output)	111	44	291	121	- 676	- 493
Grondstofkosten (€ / t)	27,8	27,8	0	0	0	0

Noot: Er bestaat onzekerheid in hoeverre de investeringskosten voor de opwaardering van gas noodzakelijk zijn. Zo overwoog minister Wiebes (Economische Zaken en Klimaat) onlangs om het voor netbeheerders mogelijk te maken om 'kleine hoeveelheden biogas' aan het aardgasnetwerk toe te voegen.
Bron: PBL (2020)

Daarnaast maakt het PBL onderscheid tussen drie stromen voor verbranding en vergassing van biomassa. Tabel 3.5 bevat een overzicht van de investeringskosten, de operationele kosten en de grondstofkosten van de categorieën die het best aansluiten bij de stromen die de RES-regio's beschouwen.[13] Onder de categorie vaste biomassa valt verbranding van snoei- en dunningshout, en houtpellets en B-hout. Onder de overige categorieën valt de vergassing van dezelfde grondstoffen. De overige categorieën die het PBL in ogenschouw neemt, gaan met name over ketels op vloeibare biomassa (zoals dierlijk vet). Deze zijn niet door de RES-regio's in beschouwing genomen (zie hoofdstuk 2).

[13] Tabel 3.4 rapporteert marktprijzen en die kunnen in de loop van de tijd veranderen onder druk van veranderingen in vraag of aanbod. Zo is de prijs van B-hout relatief laag vanwege een overschot. Als de vraag in de loop van de tijd sneller groeit dan het regionale aanbod zal de prijs navenant stijgen, of zal hout moeten worden geïmporteerd. Industriële houtpellets kunnen in grote hoeveelheden worden geïmporteerd en komen uit bijvoorbeeld de Verenigde Staten, Canada of de Baltische Staten. De kosten van deze biomassabrandstof bedragen circa € 155 per ton. Zie Smeekens e.a. (2017), p. 4. Dit is het type brandstof voor verbranding in grote installaties zoals de Amercentrale.

Tabel 3.5 De kosten voor verbranding en vergassing van biomassa.

	Ketel op vaste biomassa (0,5-5 mWth)	Biomassa-vergassing (snoeihout)	Biomassa-vergassing (B-hout)
Investeringskosten (€ / kWth)	400	2700	2700
Operationele kosten vast (€ / kWth output)	24	190	190
Operationele kosten variabel (€ / kWth output)	0,0033		
Grondstofkosten (€ / t)	45	45	0

Bron: PBL (2020)

Niet alle kosten zijn meegenomen in Tabel 3.5. Zo ontbreken de *(i)* directe kosten (zoals de grondkosten en beveiliging van de installatie), de *(ii)* onvoorziene kosten en *(iii)* de financieringskosten en kosten ten gevolge van juridische procedures. Hiermee volgt deze studie dezelfde uitgangspunten en financieringsparameters die het PBL gebruikt heeft binnen de SDE++-regeling (2020). Alle overige kosten zijn gedekt.

5. Restwarmte en waterstof

Het PBL heeft de kosten van de uitkoppeling van restwarmte bij een warmtebron inclusief de warmteoverdracht naar een warmtenet in kaart gebracht (2020). De kosten die worden gemaakt voor de exploitatie van warmte en het eventueel daarbij horende distributienet vallen buiten de scope van dit advies. Deze worden in paragraaf 4.2 verder ingevuld. Daarnaast ontbreken de kosten voor het voorbereidingstraject, de kosten voor geologisch onderzoek, de kosten voor vergunningen en contracten, de abandonneringskosten en de restwaarde. Hiermee volgt deze studie dezelfde uitgangspunten en financieringsparameters die het PBL gebruikt heeft binnen de SDE++-regeling (2020). Alle overige investerings- en operationele kosten zijn meegenomen.

In Tabel 3.6 zijn de kosten voor restwarmte opgenomen. In samenspraak met de begeleidingscommissie is besloten geen warmtebron op te nemen met waterstof als input. Het potentieel aan duurzame waterstof zal in overeenstemming met het rijksbeleid waarschijnlijk primair worden aangewend voor de industrie. Voor deze MKBA is wel rekening gehouden met de restwarmte die vrijkomt bij waterstofproductie als een warmtebron. De MKBA hanteert als kostenschatting hiervoor dezelfde kosten als voor de categorie 'restwarmte'. Dit omdat niet zozeer de kosten voor het genereren van waterstofgas dienen te worden meegenomen, maar de kosten van het uitkoppelen en het transport van de restwarmte. De overige kengetallen (waaronder het thermisch outputvermogen, de vollasturen warmteafzet en de netto elektriciteitsprijs) zijn meegenomen in het economische model, maar zijn vanwege de leesbaarheid van het rapport hier niet opgenomen.

Tabel 3.6 De kosten voor restwarmte

	Restwarmte (warm water) zonder WP-systeem	Restwarmte (warm water) Met WP-systeem
Investeringskosten (€ / kWth)	1411	1004
Operationele kosten vast (€ / kWth jaar)	29	36
Operationele kosten variabel (€ / kWth jaar)	0,001	0,017
Elektriciteitsverbruik (mWh / jaar)	0,018	0,324

Bron: PBL (2020)

3.2 De opslag van warmte

Bij de opslag van warmte worden kosten gemaakt. Begin 2020 constateert TKI Urban Energy dat er nog innovatie op dit gebied nodig is. Toch doen zij enkele uitspraken over de kosten en het dagelijkse warmteverlies per dag van kleinschalige systemen (zie Tabel 3.7). Daarnaast geeft zij aan wat de verwachte investeringskosten en operationele kosten van grootschalige warmtesystemen zijn (zie Tabel 3.8). De kosten dalen voor grootschalige warmteopslag dalen naar verwachting fors.

Tabel 3.7 De kosten voor de opslag van kleinschalige warmtesystemen.

Opslag principe	Systeem energie dichtheid (GJ/m^3) initieel	Systeem energie dichtheid (GJ/m^3) na 2 weken	Prijs (€/MJ)	Opslag verlies
Water opslag (1000L)	0,1 - 0,3	0,04 - 0,10	5	5-10 % per dag
PCM	0,15 - 0,25	0,05 - 0,09	75	5-10 % per dag
TCM	0,5 - 1	0,5 - 1	5-25	< 1 %
CLC	0,5 - 5	0,5 - 5		< 1 %

Bron: TKI Urban Energie (2020)

Tabel 3.8 De verwachte kosten voor de opslag van grootschalige warmtesystemen dalen.

Systeem KPI	Doel 2025	Doel 2030
Kosten (€/GJ)	8 - 12	6 - 10
Operationele kosten (€/GJ)	n.v.t.	n.v.t.
Opslagcapaciteit (MW)	8 – 10 MW	15 - 35 MW
Beleidskader	Warmteopslag in provinciaal beleid opgenomen	In provinciaal beleid geëvalueerd en aangescherpt

Bron: TKI Urban Energie (2020)

Wanneer opslag van warmte op grote schaal kan worden toegepast heeft dit mogelijk ook invloed op andere kosten. Box 3.1 illustreert dit met een voorbeeld van de warmtebatterij die TU/e en TNO op dit moment ontwikkelen. De effecten en kosten van deze methoden voor opslag zijn niet opgenomen in deze MKBA.

Box 3.1 Warmtebatterij

TU/e ontwikkelt momenteel met onder andere TNO een warmtebatterij voor in huishoudens. In deze batterij wordt warmte opgeslagen door zout en water met elkaar in contact te brengen en te scheiden. In gescheiden vorm blijft de energie opgeslagen (zonder verlies van warmte), terwijl de energie weer kan worden vrijgemaakt door water en zout bij elkaar te brengen. De batterij kan worden gevoed met zowel thermische als elektrische energie, en kan worden ingepast in individuele huizen maar ook als één grote batterij voor een groep van huizen zoals een appartementencomplex. De kosten van een warmtebatterij komen uit op ongeveer 10 euro per opgeslagen MJ warmte, en ligt daarmee fors lager dan de kosten van een elektrische warmteopslag.

De omvang van de warmtebatterij hangt af van de warmtevraag, maar kan in goed geïsoleerde woningen worden ingepast. Wanneer dit op grote schaal in woningen gebeurt, kan worden bespaard op andere investeringen. Warmtepompen kunnen in combinatie met warmtebatterijen efficiënter presteren, doordat warmtepompen water tot een lagere temperatuur hoeven te verwarmen. Ook hoeft daardoor minder te worden geïnvesteerd in de verzwaring van het elektriciteitsnet.

3.3 Het transport van energie

Nulalternatief

In het nulalternatief blijft aardgas de belangrijkste energiedrager. Voor deze situatie kosten berekend voor het aardgasnet. Dit zijn de kosten van het onderhoud en vervangingsinvesteringen. Deze kosten bedragen volgens Netbeheer Nederland voor de komende 30 jaar op landelijk niveau gemiddeld € 134 miljoen euro. Op basis van het aandeel van West-Brabant en Hart van Brabant in het landelijk verbruik bedragen de kosten voor onderhoud en vervanging in deze regio's € 8,7 miljoen per jaar.[14]

Projectalternatieven

Bij de aanleg of uitbreiding van een warmtenet worden kosten gemaakt. Een regionaal warmtenet bestaat uit zowel een transportnet en een distributienet. Een transportleiding brengt de warmte naar een distributienet. Deze netten zijn gescheiden door een warmteoverdrachtsstation. Het distributienet zorgt voor de aanvoer en afvoer van de warmte richting huishoudens en andere gebouwen.

Stedelijke en kleinere warmtenetten kunnen op sommige punten van dit basisschema afwijken. Bij kleinere warmtenetten is er bijvoorbeeld niet altijd een onderscheid tussen transportnet en distributienet. In dat geval is de warmtebron via een enkel net verbonden met de afnemer. Het is ook mogelijk dat een warmtebron niet direct gekoppeld is aan het transportnet, maar eraan verbonden is via een extra leiding.

Ook wordt de primaire warmtebron vaak ondersteund door één of meer hulpketels die bijspringen om in de piekvraag te voorzien. De primaire warmtebron levert in dat geval alleen de basislast. De rol van hulpketels kan substantieel zijn.

Voor de kosten van het warmtenet is bepalend op welke temperatuur de warmte wordt geleverd. In de wijkcentrales wordt de temperatuur afhankelijk van de buitentemperatuur geregeld naar de 90°-70° voor de huizen. Bij nieuwe warmtenetten is de ingangstemperatuur 70°C.[15] De retourtemperatuur bedraagt dan ongeveer 40°C. Inmiddels worden er warmtenetten ontwikkeld met nog lagere temperaturen (van Vliet e.a. 2016). In Roosendaal ligt een warmtenet op 40°C uit warmte van een afvalverbrandingsinstallatie van SITA. Mijnwater (Heerlen) is een 20/10 netwerk voor de levering van warmte en koude aan gebouwen. Het werkt onder andere met decentraal opgestelde warmtepompen, waarbij de temperatuur die nodig is voor verwarmen, koelen en warm tapwater pas bij de eindgebruiker op niveau wordt gebracht, passend bij de vraag. Bij lage temperaturen zijn aanvullende voorzieningen nodig voor de piekvraag zoals een boosterwarmtepomp voor het warme tapwater en eventueel een warmtepomp voor ruimteverwarming.

Deze MKBA veronderstelt dat de aan te leggen warmtenetten functioneren op middentemperatuur (70/40°C).

---

14 Netbeheer Nederland geeft aan dat deze kosten niet evenredig verdeeld zijn in de tijd, omdat de onderhoudskosten nu relatief hoog zijn in verband met het vervangen van oude leidingen. In de loop van dertig jaar zullen de onderhoudskosten dus dalen. We hanteren voor deze MKBA een gemiddelde.

15 Ook voor de bestaande bouw wordt al snel gekozen voor middentemperatuur (40/70 °C).

CE Delft heeft voor diverse woningtypen in Tilburg factsheets opgesteld met een overzicht van de kosten van de installatie van een warmtenet op middentemperatuur. Deze kosten kunnen uiteenlopen van € 16 duizend voor een galerijwoning tot € 106 duizend voor een vrijstaande woning. Dit bedrag wordt mede bepaald door de kosten van energiebesparing, die in de factsheets zijn opgenomen.
Voor deze MKBA worden de kosten voor energiebesparing apart berekend. De kosten voor de aanleg van het warmtenet bedragen:[16]

- Aanleggen warmtenet (wijknet, aansluitkosten): € 10.000;
- Aanpassingen in de woning (afleverset, CV weghalen, inductieplaat voor elektrisch koken, leidingwerk): € 6.000.

Deze kosten betreffen een gemiddelde voor diverse woningtypen. In de gevoeligheidsanalyse rekenen we met 30 procent hogere of lagere kosten voor de aanleg van het warmtenet.[17]

Eventueel aanvullende kosten betreffende verwijdering van het aardgasnet. In de MKBA is geen rekening gehouden met de kosten van het eventueel verwijderen van het aardgasnet.

Voor de *transportleidingen* zijn de kosten afhankelijk van de lengte van het tracé en het vermogen. Vesta MAIS hanteert een bandbreedte voor de kosten op basis van de volgende formules:

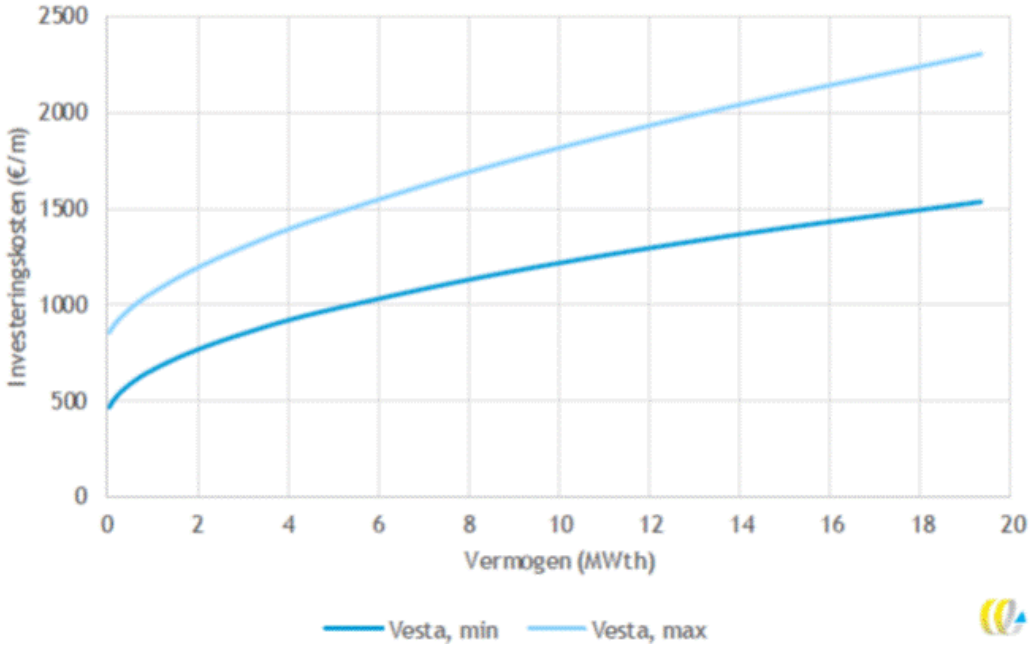
$$Inv_{min} = 400 + 210 \cdot Vermogen_{MWth}$$
$$Inv_{max} = 800 + 200 \cdot Vermogen_{MWth}$$

De kosten gelden voor een HT-net en zijn tevens afgebeeld in Figuur 3.1. Het netverlies is twintig procent op de totale warmtevraag. Zoals Figuur 3.1 aangeeft, bestaat een warmtenet ook uit andere componenten zoals overdrachtsstations en onderstations. Het warmteoverdrachtsstation is het ontkoppelpunt tussen het transportnet en distributienet. Onderdeel van de kosten voor dit WOS zijn het gebouw, de warmtewisselaar en de hulpwarmteketel voor de pieklevering. De kosten bedragen € 125 duizend per MW (CE Delft 2019).

16 Het gaat hier om de kosten van het distributienet. De kosten voor het transportnet warmte komen daar nog bovenop en worden hieronder toegelicht.

17 De rendementseis van de investeerder zal ook bepalend zijn voor de kosten van het distributienet en transportnet. Het MKBA-model maakt geen expliciete aannames over de rendementseis, omdat de kosten gebaseerd zijn op kengetallen. De invloed van eventuele hogere of lagere rendementseisen komen tot uitdrukking in de gevoeligheidsanalyse uitgevoerd op de kosten van het distributienet in hoofdstuk 5.

Figuur 3.1 Minimale en maximale kosten voor HT-warmtenetten zoals gehanteerd in Vesta MAIS.



Bron: CE Delft (2019), p. 8

Het onderstation verdeelt de warmte van het distributienet naar de woningen. Dit onderstation bevat een warmtewisselaar. De kosten bedragen € 100 per kW (CE Delft 2019).

3.4 Energiebesparing

Bij lage temperatuuroplossingen zullen energiebesparende maatregelen genomen moeten worden zoals schilisolatie. De kosten van energiebesparing hangen af van het energielabel bij de start- en de eindsituatie. Ook zijn de kosten afhankelijk van het type woningen (zie Tabel 3.9).

Tabel 3.9 Kosten energiebesparing afhankelijk van energielabel en type woning.

Labelsprong	Energiebesparing	Kosten rijtjeshuis	Kosten appartement
Van C/D naar B	16,70%	€ 6.500,00	€ 5.500,00
Van C/D naar A	33%	€ 13.000,00	€ 11.000,00
Van C/D naar A++	75%	€ 30.000,00	€ 25.000,00
Van F/G naar B	33%	€ 14.000,00	€ 8.000,00
Van F/G naar A	44%	€ 20.000,00	€ 10.000,00

Bron: Verhaegh e.a. (2019). Onzekerheid kosten +/- 30%

De warmtepomp lucht-warmte en bodem-warmte zijn warmteoplossingen die worden meegenomen in projectalternatief 3 van deze MKBA (zie Tabel 3.10).[18] We rekenen hierbij met een aandeel

[18] We veronderstellen tevens kosten voor geschikt maken van radiotoren voor levering van warmte op middentemperatuur.

van 15 procent voor bodem-warmtepompen op basis van het huidige aandeel van deze warmtepomp. Tevens is rekening gehouden met de netverzwaring die nodig is voor gebruik van de warmtepomp.

Tabel 3.10 Kosten van warmtepomp.

	Investering	Netverzwaring LS in kW per woning	Netverzwaring kosten per woning
Lucht-warmtepomp	€ 8.000	7,2	€ 6.919
Bodem warmtepomp	€ 15.000	1,7	€ 1.633

Bron: Verhaegh e.a. (2019)

3.5 Kosten per projectalternatief

Tabel 3.12 geeft de kosten weer per projectalternatief. De bedragen in de jaren 2020-2050 zijn contant gemaakt met behulp van de discontovoet en daarna opgeteld. De tabel maakt onderscheid tussen de kosten van de warmtebronnen (vaste kosten en variabele kosten), de distributiekosten en de kosten voor een eventueel aan te leggen regionaal warmtenet (transport). Het nulalternatief kent relatief de hoogste variabele kosten. De vaste kosten zijn relatief laag, omdat er maar een beperkt aantal huishoudens overstapt op een duurzame vorm van warmtelevering. Circa 75 procent van de huishoudens blijft gebruikmaken van aardgas als warmtebron. Dit brengt kosten met zich mee, omdat dit betekent dat het aardgasnet moet worden onderhouden.

Tabel 3.12 Investeringskosten* en energiekosten per projectalternatief (in € mln.).

Projectalternatief	Kosten warmtebronnen	Distributie	Transport	Energiebesparing	Totaal	Verschil met nulalternatief
1A	€ 3.333	€ 3.108	€ 52	€ 4.804	€ 11.297	-€ 6.014
1B	€ 3.045	€ 3.163	€ 54	€ 4.804	€ 11.065	-€ 5.782
1C	€ 2.885	€ 3.114	€ 54	€ 5.594	€ 11.608	-€ 6.325
2A	€ 4.028	€ 3.130	€ 15	€ 4.804	€ 11.961	-€ 6.678
2B	€ 4.293	€ 3.293	€ 0	€ 4.804	€ 12.390	-€ 7.107
3A	€ 2.958	€ 725	€ 0	€ 5.594	€ 9.277	-€ 3.994
3B	€ 4.863	€ 721	€ 0	€ 5.594	€ 11.178	-€ 5.895
Nulalternatief	€ 3.885	€ 0	€ 0	€ 1.398	€ 5.283	€ 0

Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020
* De operationele kosten zijn opgenomen bij de investeringskosten.

Projectalternatief 3A kent per saldo de laagste kosten, vooral door de relatief lage distributiekosten: voor groengas kan gebruikgemaakt worden van het bestaande aardgasnet, en ook in de woning zijn geen of beperkte aanpassingen nodig. Per saldo zijn de kosten van de projectalternatieven redelijk goed vergelijkbaar.

De kosten van de aanleg van de distributienetten zijn hoog, maar verschillen niet doorslaggevend tussen de projectalternatieven 1 en 2. Bij projectalternatief 1 worden deze extra kosten veroorzaakt door de uitbreiding van het regionale net, maar deze kosten zijn beperkt in verhouding tot de distributiekosten.

Bij de varianten in alternatief 3 zijn er geen kosten voor de infrastructuur anders dan de kosten van het aardgasnet en de aanpassing van het elektriciteitsnet in variant 3B.

De investeringskosten zijn het hoogst in projectalternatieven 2A en 2B. In beide alternatieven zijn relatief omvangrijke investeringen noodzakelijk in vooral LTA en aquathermie als warmtebronnen.

4 Baten

De verduurzaming van de warmtevoorziening levert maatschappelijke baten op. Dit hoofdstuk bespreekt welke baten een rol spelen in de projectalternatieven (Hoofdstuk 4.1). Daarna bespreekt dit hoofdstuk de grondslag voor de waardering van deze baten (Hoofdstuk 4.2). Ten slotte wordt de omvang van de baten vergeleken tussen de projectalternatieven (Hoofdstuk 4.3).

4.1 Baten van duurzame warmtelevering

Vermeden kosten

De baten van duurzame warmtelevering bestaan voor een deel uit *vermeden kosten*. Deze kosten hebben betrekking op zowel de energie infrastructuur als de energiekosten. Bij de vermeden kosten voor de energie infrastructuur speelt bijvoorbeeld een rol dat het gasnet niet langer gebruikt wordt. Dit speelt in de projectalternatieven waarin geen gebruikgemaakt wordt van groengas waarvoor wel een gasnet benodigd is. Met het verdwijnen van het aardgasverbruik wordt ook bespaard op de kosten van het aardgas zelf.

Klimaat en natuur

Verbruik van fossiele brandstoffen zoals aardgas gaat gepaard met emissies die het klimaat en de natuur schaden. Een baat voor verduurzaming betreft de vermeden kosten van deze emissies. Dit betreft de emissie van CO_2 en andere broeikasgassen zoals methaan. Daarnaast zijn er emissies die op andere wijze schade toebrengen aan de natuur en de volksgezondheid. Dit betreft emissies van SO_2, NOX en fijnstof.

Duurzame opties hebben per saldo lagere emissies dan fossiele energie. Winning en transport van duurzame warmte vraagt energie voor de pompsystemen. Denk hierbij aan het vermogen dat nodig is voor het omhoog pompen van heet water uit een geothermische put. Deze pompen werken vaak op elektriciteit. Zolang de elektriciteit in Nederland niet honderd procent hernieuwbaar is, gaat elektriciteitsverbruik gepaard met emissies van onder meer CO_2, NOX en SO_2.[19]

Biomassa als bron van warmte gaat ook gepaard met emissie van CO_2, bijvoorbeeld als de biomassa wordt gebruikt als brandstof in een biomassaketel of –centrale. Deze CO_2 wordt conform de gehanteerde meetmethodes niet toegerekend aan biomassa vanwege de koolstofcyclus, die voor biomassa in principe gesloten is (het materiaal heeft eerder in de levenscyclus CO_2 opgenomen).[20]

Sociaaleconomische effecten

De warmtetransitie in West-Brabant en Hart van Brabant vraagt omvangrijke investeringen. Deze investeringen hebben effect op sociaaleconomische factoren zoals de werkgelegenheid. Dit effect

[19] De MKBA veronderstelt dat de elektriciteitsvoorziening verduurzaamt richting 2050. In 2020 rekenen we met de huidige emissiefactoren voor elektriciteit op basis van de mix van grijze en groene stroom. In 2050 is het aandeel groene stroom 100 procent en geldt de emissiefactor voor groene stroom.

[20] In Hoofdstuk 5 brengen we de emissiekosten van biomassa om deze reden apart in beeld.

zal in de eerste plaats bestaan uit verschuivingen in werkgelegenheid. De werkgelegenheid in sectoren die zich bezighouden met de productie en distributie van fossiele energie zal afnemen. Daar komt werkgelegenheid voor in de plaats, bijvoorbeeld in de installatiebranche en bij warmtebedrijven. Afhankelijk van de stand van de conjunctuur kunnen duurzame investeringen een bron vormen van extra werkgelegenheid. Op de langere termijn zullen deze positieve effecten echter weer verdwijnen. De reden daarvoor is dat investeringen in energie geen invloed hebben op de structurele aspecten van de arbeidsmarkt. Deze aspecten zijn afhankelijk van de omvang van het arbeidsaanbod en de arbeidsproductiviteit. Deze aspecten worden positief noch negatief beïnvloed door de warmtetransitie.

In deze MKBA nemen we het potentiële tijdelijke effect mee van investeringen in duurzame warmte op de werkgelegenheid. Hiervoor maken we onderscheid tussen de bruto werkgelegenheid en de netto werkgelegenheid die ontstaan als gevolg van de investeringen in duurzame warmte. De bruto werkgelegenheid betreft het aantal banen dat nodig is voor realisatie van de investeringen. Na correctie voor verdringing op de arbeidsmarkt resteert de netto werkgelegenheid als saldo.

Voorzieningszekerheid
Energiebesparing en warmtelevering door restwarmte, geothermie en andere warmtebronnen komt in plaats van aardgasverbruik. Dit zorgt voor brandstofdiversificatie en gasbesparing die gunstig is voor de voorzieningszekerheid, omdat de afhankelijkheid van gas daalt. De afhankelijkheid van aardgas kan een economische kostenpost vormen in crisissituaties waarbij de levering daalt onder het normale niveau en alternatieven ontbreken.

4.2 Waarderingsgrondslag

Klimaat en natuur
De uitstoot van CO_2 veroorzaakt maatschappelijke kosten, die verschillende vormen kunnen aannemen. De vernietiging van soorten, ecosystemen en kustgebieden, verminderde opbrengsten van voedselproductie en de verspreiding van ziektes zijn allemaal reële kosten als gevolg van klimaatverandering. Om deze kosten in euro's te kunnen waarderen is een waarderingsgrondslag nodig. Dit rapport gebruikt als waardering de efficiënte CO_2-prijs.[21] Dat wil zeggen dat klimaatbeleid zo is vormgegeven dat de emissiereductie tegen zo laag mogelijke (maatschappelijke) kosten wordt gehaald. De efficiënte prijs is door de planbureaus berekend volgens de preventiekostenmethodiek.[22] De efficiënte prijs van CO_2-uitstoot is daarbij gelijk aan de kosten die gemaakt moeten worden om deze uitstoot te voorkomen. Deze prijzen zijn door het CPB uitgerekend voor de scenario's Welvaart en Leefomgeving (WLO) in twee varianten: Hoog en Laag (zie Tabel 4.1). Daarnaast hanteert WLO het tweegradenscenario dat ambitieuzere klimaatdoelstellingen heeft waarvoor veel hogere efficiënte CO_2-prijzen gelden. De waarden van het tweegradenscenario zijn vooral bedoeld voor een gevoeligheidsanalyse. In deze MKBA wordt gewerkt met het midden van de schaduwprijzen voor Hoog en Laag.

21 Zie hiervoor CPB en PBL (2016). Deze prijs moet volgens de planbureaus worden gebruikt in MKBA's waarbij de waardering van vermeden CO_2-emissies een rol speelt.
22 Voor de bespreking van de preventiekostenmethodiek ten opzichte van andere waarderingsmethoden, zie CPB en PBL (2016), p. 12 e.v.

Tabel 4.1 Schaduwprijzen voor CO_2.

WLO-scenario	2015	2030	2050
Hoog	48	80	160
Laag	12	20	40
Tweegraden	60-300	100-500	200-1000

Bron: CPB (2016). Alle bedragen in euro/ton

Voor de overige emissies wordt de schadekostenmethodiek gehanteerd. De schaduwprijzen zijn weergegeven in Tabel 4.2.

Tabel 4.2 Schaduwprijzen overige emissies.

Emissie	Schaduwprijs in € per ton
NOx	11000
PM	58000
VOS	1000
SO2	715

Bron: CE Delft, Handboek Milieuprijzen 2017

Voor de waardering is van belang in welke mate energieverbruik emissies veroorzaakt. De emissiefactoren koppelen emissies aan het verbruik van energie. Grijze stroom is een bron van emissies, die in alle projectalternatieven een rol speelt. De emissiefactoren voor grijze stroom, aardgas en biogas zijn weergegeven in Tabel 4.3.

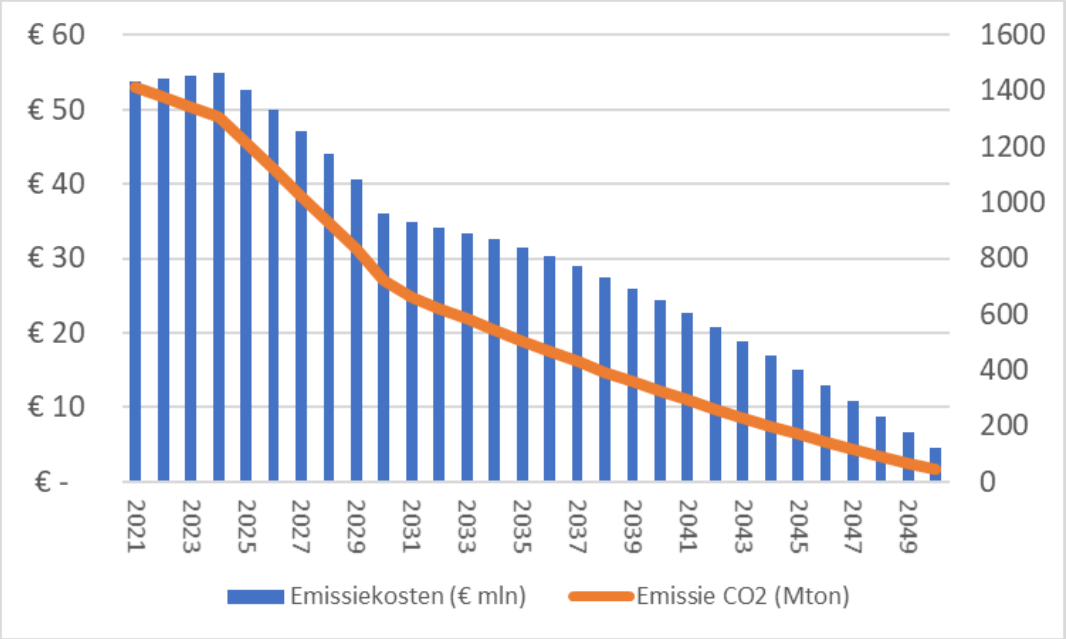
Tabel 4.3 Emissiefactoren

	CO_2	NOx	PM	VOS	SO2
	g/kWh	*g/kWh*	*g/kWh*	*g/kWh*	*g/kWh*
Grijze stroom	526	0,71	0,03	0,56	0,39
	g/GJ	*g/GJ*			
Aardgas	62,7	20			

Bron: CE Delft 2015

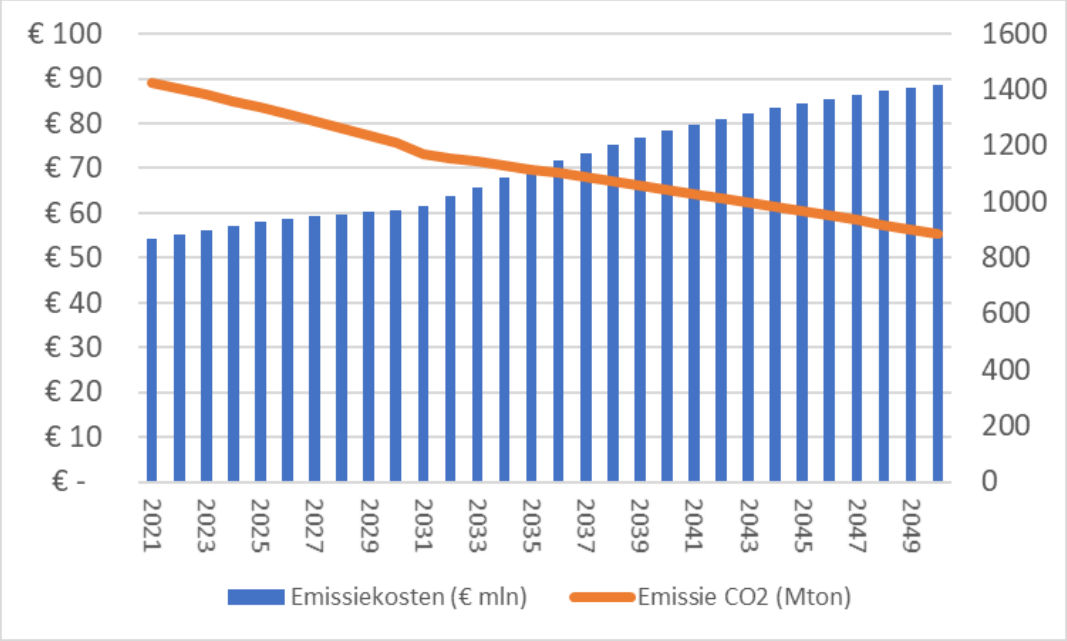
Het resultaat van de projectalternatieven is een reductie van de CO_2-emissies met meer dan 95 procent in 2050. Figuur 4.1 beschrijft de daling van de CO_2-emissies (rechteras) en laat de impact hiervan zien op de emissiekosten (linkeras), die tevens sterk dalen richting nul in 2050. Figuur 4.2 beschrijft de emissies en emissiekosten in het nulalternatief. Het nulalternatief kent door de continuering van het aardgasverbruik een beperkte reductie van CO_2-emissies en oplopende emissiekosten. De reden hiervan is dat de schaduwprijzen voor CO_2 oplopen in de tijd, zoals aangeven in Tabel 4.1.

Figuur 4.1 Emissies van CO_2 dalen sterk (>95%) in de projectalternatieven.



Bron: SEO Economisch Onderzoek

Figuur 4.2 Door continuering aardgasverbruik lopen emissiekosten op in het nulalternatief



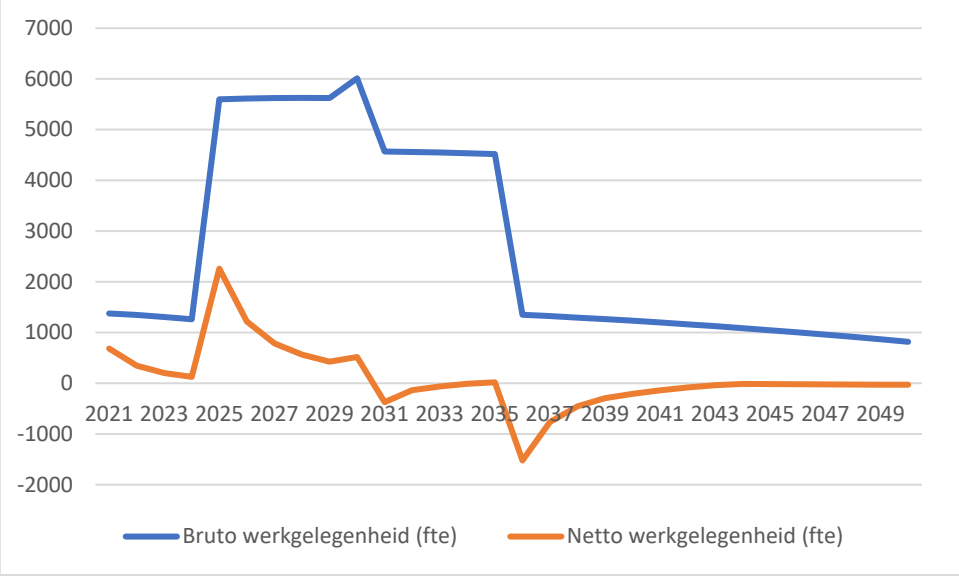
Bron: SEO Economisch Onderzoek

Sociaaleconomische effecten

Voor een eventueel positief effect op de werkgelegenheid kijken we naar de stijging van het inkomen. Een netto effect op de werkgelegenheid betekent dat personen een transitie doormaken van uitkering naar een arbeidsinkomen. Het verschil wordt de wig genoemd. De toename van de gemiddelde wig vormt de grondslag voor de waardering van het effect op de werkgelegenheid.

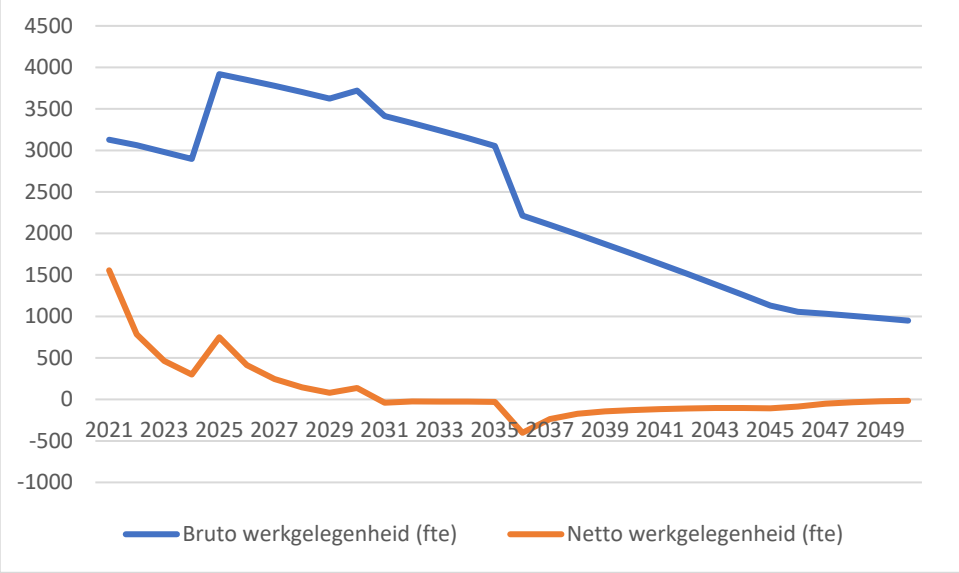
Voor deze analyse berekenen we het effect van de investeringen in warmte op de bruto werkgelegenheid. Dit is het totaal aantal extra banen (of fte's) dat betrokken is bij de uitvoering van de investeringen in de warmtevoorziening (dus relatief ten opzichte van het nulalternatief). Figuur 4.1 laat zien dat deze extra vraag naar werk maximaal 6.000 fte op jaarbasis kan bedragen. De inzet van arbeid is afhankelijk van het tempo waarin de investeringen worden uitgevoerd en de duur van de bouw. De baancreatie is daarom verschillend per projectalternatief. Ter illustratie geeft Figuur 4.2 de baancreatie weer voor projectalternatief 3 B. Dit alternatief kent geen aanleg van grootschalige infrastructuur waardoor de "schok" in de vraag naar arbeid rond 2023, die zichtbaar is in Figuur 4.1, ontbreekt.

Figuur 4.3 Impact op werkgelegenheid in projectalternatief 1A.



Bron: SEO Economisch Onderzoek

Figuur 4.4 Impact op werkgelegenheid in projectalternatief 3B.



Bron: SEO Economisch Onderzoek

De figuren tonen ook de netto baancreatie. De meeste banen zullen worden ingevuld door werknemers die uit een andere werkkring komen. De netto baancreatie is door deze arbeidsmobiliteit beperkter en kan zelfs omslaan in een negatief effect als de spanningen op de arbeidsmarkt toenemen. De netto baancreatie is met andere woorden sterk afhankelijk van het werkloosheidspercentage. In een krappe arbeidsmarkt zorgen extra investeringen nauwelijks voor een daling van de werkloosheid (iedereen heeft al werk), terwijl de extra investeringen in een economische crisis effectief zijn als middel om de werkloosheid te verminderen.

Voorzieningszekerheid

Voor de voorzieningszekerheid bestaan kengetallen voor de schade die een energiecrisis de economie kan berokkenen. Het vermijden van deze schade vormt de baat die kan worden toegekend aan de diversificatie van energiebronnen. Bij duurzame warmte is echter de vraag of de warmtebronnen die aardgas vervangen op hun beurt risico's vormen. Dit kan bijvoorbeeld een rol spelen bij de import van biomassa. Bij restwarmte hangt de continuïteit van de levering af van het proces waarvoor de warmte primair wordt opgewekt. Het is voor duurzame warmte daarom onzeker of de bijdrage aan de voorzieningszekerheid een baat zal zijn. Deze factor blijft om deze reden PM in de analyse.

4.3 Berekening baten per projectalternatief

Tabel 4.4 berekent de baten van de projectalternatieven. Deze bestaan uit de effecten op natuur en milieu (emissies) en de effecten op de arbeidsmarkt. De bedragen in de jaren 2020-2050 zijn contant gemaakt met behulp van de discontovoet en daarna opgeteld. De baten bestaan vooral uit de effecten op de emissie van CO_2. De milieukosten zijn voor alle projectalternatieven lager dan in het nulalternatief vanwege de substitutie van duurzame warmte voor aardgas. In het nulalternatief worden de klimaatdoelstellingen voor CO_2-reductie niet gehaald. De emissiekosten zijn daardoor in het nulalternatief hoger dan in de projectalternatieven waar verduurzaming plaatsvindt. Dit zien we in de kolom "CO_2" van Tabel 4.4. De emissiekosten zijn in het nulalternatief ruim twee keer zo hoog dan in het projectalternatieven. De vermeden emissies vormen hierdoor een baat die is toe te rekenen aan de investeringen die plaatsvinden in de projectalternatieven.

Tabel 4.4 Vermeden kosten en baten per projectalternatief (in € mln.).

	Emissiekosten					Baten	Omvang baat* t.o.v.
Projectalternatief	CO_2	NO_X	PM	VOS	SO2	Arbeid	nulalternatief
1A	€ 734	€ 53	€ 2	€ 1	€ 0	€ 95	€ 931
1B	€ 667	€ 52	€ 2	€ 1	€ 0	€ 90	€ 994
1C	€ 656	€ 51	€ 2	€ 1	€ 0	€ 98	€ 1.013
2A	€ 645	€ 54	€ 4	€ 1	€ 1	€ 105	€ 1.027
2B	€ 613	€ 56	€ 5	€ 2	€ 1	€ 113	€ 1.063
3A	€ 692	€ 46	€ 1	€ 0	€ 0	€ 59	€ 945
3B	€ 730	€ 59	€ 3	€ 1	€ 0	€ 91	€ 924
Nulalternatief	€ 1.546	€ 77	€ 1	€ 0	€ 0	€ 0	€ 0

Bron: SEO Economisch Onderzoek
* De baat is berekend als de som van de vermeden emissiekosten en de baat op de arbeidsmarkt.

De omvang van de maatschappelijk baat is het grootst in projectalternatief 2B, mede vanwege het effect op de arbeidsmarkt. Per saldo zijn de verschillen in de omvang van de baten niet groot.

De vermeden kosten (vast en variabel) zijn onderdeel van de kosten in Hoofdstuk 3 en komen niet terug in dit overzicht.

5 Resultaten en conclusies

Naar een duurzame warmtevoorziening

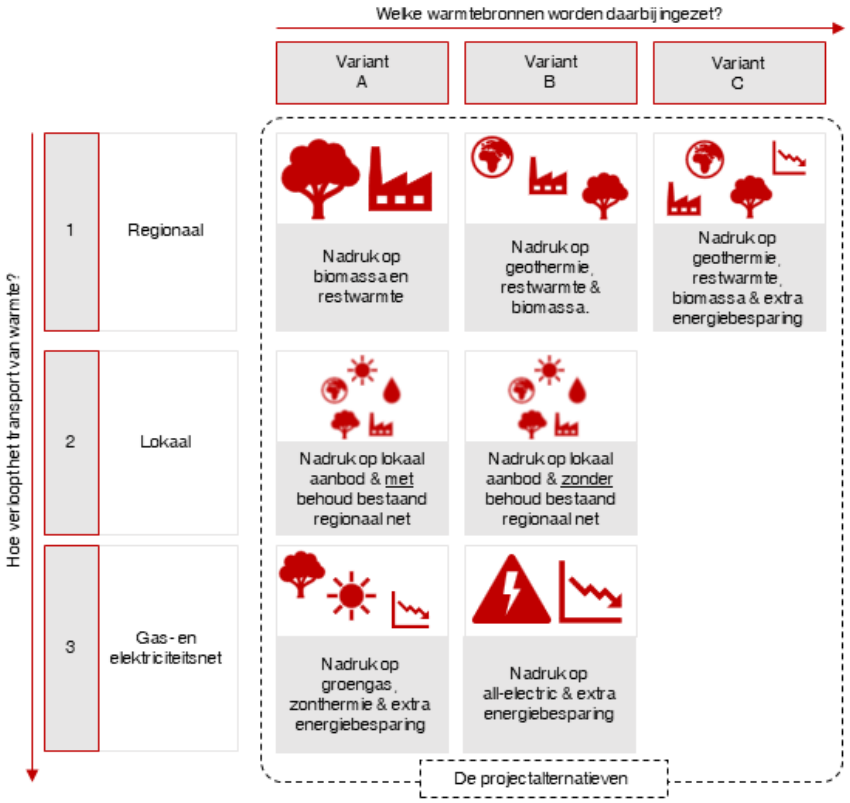
De RES-regio's West-Brabant en Hart van Brabant hebben SEO Economisch Onderzoek gevraagd om een maatschappelijke kosten-batenanalyse (MKBA) uit te voeren naar de verduurzaming van de gebouwde omgeving in deze twee regio's. De verduurzaming van de warmtevoorziening moet ervoor zorgen dat in 2050 beide regio's geen aardgas meer gebruiken. Dit gebeurt door versterking van de energiebesparing en de transitie naar CO_2-arme en hernieuwbare bronnen voor de warmtevoorziening.

De transitie naar een duurzame warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant kan plaatsvinden op diverse manieren. Deze studie berekent de maatschappelijke kosten en baten van zeven investeringsprogramma's – projectalternatieven – om de warmtevoorziening te verduurzamen. Deze projectalternatieven verschillen qua energie-infrastructuur en inzet van warmtebronnen (zie Figuur 5.1). Daarbij is onderscheid gemaakt tussen een groot regionaal warmtenet (alternatief 1), inzet op lokale warmtenetten (alternatief 2) en benutting van de bestaande energie-infrastructuur voor elektriciteit en aardgas (alternatief 3). In dit laatste alternatief worden er dus geen nieuwe warmtenetten aangelegd.

Qua inzet van warmtebronnen onderzoekt deze MKBA verschillende warmtemixen:

1. Voor alternatief 1 (regionaal warmtenet) zijn drie varianten onderzocht: inzet op voornamelijk biomassa (variant A), inzet op voornamelijk geothermie (variant B) en een variant C met extra energiebesparing en dezelfde warmtemix als variant B;
2. Voor alternatief 2 zijn twee varianten onderzocht: inzet op lokale bronnen met een beperkte uitbreiding van het regionale warmtenet (variant A), inzet op lokale bronnen waarbij het bestaande regionale warmtenet verdwijnt (variant B);
3. Voor alternatief 3 zijn twee varianten onderzocht: inzet op zonthermie en groengas (variant) en inzet op all-electric oplossingen (bodem- en luchtwarmtepomp). In beide varianten is extra energiebesparing nodig.

Figuur 5.1 Zeven paden naar duurzame warmte in West-Brabant en Hart van Brabant



Bron: SEO Economisch Onderzoek 2020

Investeringskosten, energiekosten en emissies

Het doel van de MKBA is om te berekenen wat de projectalternatieven voor verduurzaming van de warmtevoorziening betekenen voor de welvaart. Voor elk van de alternatieven zijn daarom de kosten berekend voor de periode 2020-2050. Deze kosten bestaan uit de investeringskosten, de energiekosten, de kosten van energiebesparing en de emissiekosten:

- De investeringskosten zijn de grootste post, omdat deze bestaat uit de investeringskosten voor het ontsluiten van de warmtebronnen, de aanleg van de lokale warmtenetten, het aansluiten van woningen op een nieuw aan te leggen warmtenet en de eventuele investering in de aanleg van een regionaal warmtenet. Hierbij is ook rekening gehouden met de kosten van onderhoud;
- Bij de energiekosten gaat het bijvoorbeeld om de biomassa die als brand- of grondstof wordt gebruikt en de kosten voor het gebruik van aardgas en elektriciteit;
- De kosten voor energiebesparing betreffen isolering, dubbel glas en andere besparingsmaatregelen voor woningen;
- De emissiekosten betreffen de maatschappelijke kosten van emissies zoals CO_2, NOX en SO_2. Deze emissies veroorzaken klimaatverandering, brengen schade toe aan de natuur en kunnen een negatief effect hebben op de volksgezondheid. Deze negatieve effecten komen tot uitdrukking in een "schaduwprijs" voor emissies, die gebruikt is om de emissiekosten te berekenen.

Het nulalternatief waarin geen extra verduurzaming plaatsvindt
De investeringskosten, energiekosten en emissiekosten worden berekend voor zowel de projectalternatieven waarin de transitie naar een duurzame warmtevoorziening wordt gerealiseerd als de uitgangssituatie. Deze uitgangssituatie heet het nulalternatief en beschrijft de ontwikkeling in de warmtevoorziening tussen 2020 en 2050 wanneer er geen extra investeringen plaatsvinden om de warmtevoorziening te verduurzamen. In dit nulalternatief neemt het gebruik van aardgas weliswaar af, maar blijft dit de belangrijkste brandstof om woningen van warmte te voorzien. Een deel van de huishoudens stapt over naar een warmtepomp. Hierdoor is in 2050 nog 75 procent van de huishoudens afhankelijk van aardgas voor de warmtelevering. Het tempo van energiebesparing in het nulalternatief is 0,5 procent per jaar.

De kosten in het nulalternatief bestaan uit het verbruik van aardgas (energiekosten), de kosten van energiebesparing, de kosten van de investeringen in warmtepompen en de kosten van het aardgasnet. Deze kosten bestaan uit onderhoud en vervangingsinvesteringen.

Kosten en baten van duurzame warmte
De MKBA vergelijkt de kosten van het nulalternatief met de projectalternatieven. In de projectalternatieven zijn de investeringskosten hoger; er wordt tenslotte geïnvesteerd in nieuwe energie-infrastructuur en de ontsluiting van duurzame warmtebronnen. Als de investeringskosten per saldo hoger zijn vormt dit een maatschappelijke kost in de MKBA. De emissiekosten zijn hoger in het nulalternatief vanwege het gebruik van aardgas. Wanneer de kosten per saldo lager liggen in het projectalternatief is sprake van een maatschappelijke baat omdat als gevolg van verduurzaming emissiekosten worden vermeden. Door de kostenposten te vergelijken tussen het nulalternatief en elk van de projectalternatieven ontstaat een overzicht van de maatschappelijke kosten en baten. Het saldo van de maatschappelijke kosten en baten per projectalternatief vormt het netto effect op de welvaart: het MKBA-saldo.

Extra vraag naar arbeid vormt een maatschappelijke baat
Eén post verdient in dit verband nadere toelichting. Investeringen in duurzame warmte hebben gevolgen voor de arbeidsmarkt. Er zal per saldo een toename zijn van de vraag naar werknemers in de energiesector, maar ook in de bouw in verband met de uitvoering van infrastructurele werken en de installatiebranche vanwege werkzaamheden aan woningen voor isolatie en andere vormen van energiebesparing. De creatie van nieuwe banen levert een positieve bijdrage aan de welvaart als de werkloosheid hierdoor afneemt. Dit effect is berekend voor de projectalternatieven en vormt een maatschappelijke baat van de investeringen in duurzame warmte.

Per saldo lagere emissies, maar ook hogere investeringskosten
Het eindresultaat van de MKBA in Tabel 5.1 laat zien dat de emissiekosten in de projectalternatieven dalen als gevolg van de transitie naar duurzame warmte: dit is het beoogde effect van de warmtetransitie. Deze lagere emissiekosten vormen de maatschappelijke baat van de warmtetransitie. Daar staan hogere investeringskosten tegenover van de productie, het transport en de distributie van de duurzame warmte. Het eindresultaat laat zien dat ook de energiekosten dalen in de projectalternatieven doordat de warmtevraag daalt als gevolg van extra energiebesparing. Ook dit is een maatschappelijke baat in de optelsom voor het MKBA-saldo. Daar komt nog de baat bij voor de arbeidsmarkt. In alle projectalternatieven wordt per saldo meer geïnvesteerd dan in het nulalternatief waardoor er sprake is van extra baancreatie.

Tabel 5.1 MKBA-saldo per projectalternatief (in € mln.).

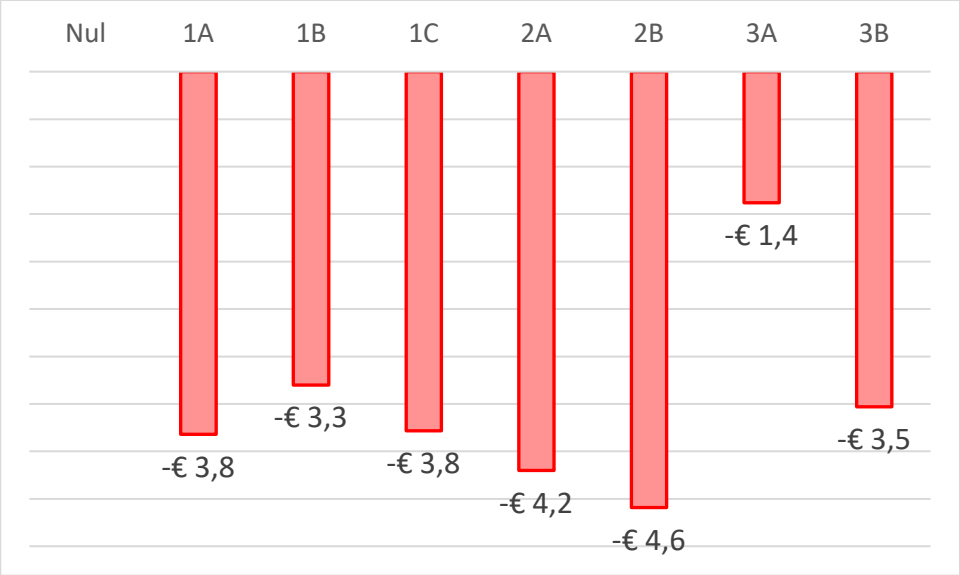
Resultaat MKBA	Nulalt.	1A	1B	1C	2A	2B	3A	3B
Investeringskosten	€ 3.885	€ 6.493	€ 6.262	€ 6.015	€ 7.158	€ 7.586	€ 3.683	€ 5.584
Energiekosten	€ 3.734	€ 2.472	€ 2.247	€ 2.206	€ 2.285	€ 2.281	€ 2.067	€ 2.292
Emissiekosten	€ 1.626	€ 790	€ 723	€ 711	€ 705	€ 677	€ 740	€ 793
Energiebesparing	€ 1.398	€ 4.804	€ 4.804	€ 5.594	€ 4.804	€ 4.804	€ 5.594	€ 5.594
Arbeidsmarkt	€ 0	-€ 95	-€ 90	-€ 98	-€ 105	-€ 113	-€ 59	-€ 91
Totaal	€ 10.643	€ 14.465	€ 13.944	€ 14.428	€ 14.846	€ 15.234	€ 12.025	€ 14.172
Verschil met nulalt.	**€ 0**	**-€ 3.821**	**-€ 3.301**	**-€ 3.784**	**-€ 4.202**	**-€ 4.590**	**-€ 1.382**	**-€ 3.529**
*Saldo emissiekosten biomassa**		*€ 22*	*-€ 7*	*-€ 9*	*-€ 7*	*-€ 10*	*-€ 20*	*-€ 20*

Bron: SEO Economisch Onderzoek. Bijlage D bevat de uitsplitsing van deze resultaten per regio

* Dit betreft alleen de emissies van de biomassa die wordt verbrand in de Amercentrale en het biogene deel van het afval uit de centrales van Attero en Suez. Deze regel berekent het verschil van de emissiekosten voor deze biomassa in projectalternatief en nulalternatief.

Tabel 5.1 geeft voor de projectalternatieven het MKBA-saldo (ook grafisch afgebeeld in Figuur 5.2). De bedragen in de jaren 2020-2050 zijn contant gemaakt met behulp van de discontovoet en daarna opgeteld. Geen van de projectalternatieven kent een positief saldo. De nadruk op groengas in projectalternatief 3A levert relatief de beste verhouding tussen maatschappelijke kosten en baten met een MKBA-saldo van – € 1,4 mrd. De relatief duurste optie is projectalternatief 2B waarin wordt ingezet op lokale warmtenetten gevoed door lokale warmtebronnen. Dit alternatief kent een saldo van -€ 4,6 mrd.[23]

Figuur 5.2 Projectalternatief 3A heeft de beste verhouding tussen maatschappelijke kosten en baten (in € mrd).



Bron: SEO Economisch Onderzoek

Het MKBA-saldo is berekend voor de periode 2020-2050. MKBA-richtlijnen schrijven een langere tijdhorizon voor soms tot 100 jaar vooruit om alle effecten in de tijd mee te kunnen nemen (Romijn en Renes 2013). Dit roept de vraag op of de keuze voor een termijn van dertig jaar invloed heeft

[23] De reikwijdte van de MKBA is de bestaande bebouwing. Nieuwbouw wordt al grotendeels energieneutraal gebouwd en kent een andere verhouding tussen maatschappelijke kosten en baten van de verduurzaming.

op de resultaten. De keuze van deze termijn komt redelijk overeen met de economische levensduur van de activa die centraal staan in de warmtevoorziening. Een langere tijdhorizon is voor het doel van deze MKBA niet zinvol. De effecten na 2050 hebben door toepassing van de discontovoet nauwelijks effect op het saldo van kosten en baten. Bovendien vraagt berekening van de effecten na 2050 lastige keuzes als het gaat om de frequentie en omvang van vervangingsinvesteringen. Een tijdhorizon van 25 tot 30 jaar is niet ongebruikelijk in MKBA's op het terrein van de energievoorziening. Ook worden de effecten bepaald op basis van toekomstscenario's. In het geval van energie en milieu hebben de relevante scenario's *Welvaart en leefomgeving* van de planbureaus een tijdhorizon tot en met 2050.

Distributie is de grootste kostenpost

Voor de interpretatie van de resultaten van de MKBA is het nuttig om de post investeringskosten nader te ontleden. Tabel 5.2 toont de procentuele verdeling van de investeringskosten per projectalternatief. Dit betreft de kosten voor de warmtebronnen via regionaal of lokaal warmtenet danwel elektriciteits- en gasnet. Daarnaast zijn er kosten voor het aanleg en onderhoud van het distributienet warmte en aanleg en onderhoud van het regionale warmtenet. De tabel maakt duidelijk dat in de alternatieven op basis van een regionaal of lokaal warmtenet de distributiekosten het grootste aandeel hebben in de investeringskosten. Voor deze alternatieven moeten tenslotte grote aantallen woningen worden aangesloten op een warmtenet. De kosten voor een regionale transportleiding zijn hiermee vergeleken beperkt.

Tabel 5.2 Verdeling van de investeringskosten per projectalternatief.[24]

Alternatief	Regionaal	Lokaal	Gas+Elek	Distributie	WKK	Transport
1A	8%	12%	29%	48%	2%	1%
1B	10%	13%	24%	51%	2%	1%
1C	10%	13%	24%	52%	2%	0%
2A	3%	20%	32%	44%	1%	0%
2B	0%	29%	27%	43%	1%	0%
3A	3%	9%	66%	20%	3%	0%
3B	2%	6%	77%	13%	2%	0%

Bron: SEO Economisch Onderzoek

Kosten voor groengas en all-electric

De hoge distributiekosten spelen geen rol in projectalternatief 3 dat gebruikmaakt van de bestaande energie-infrastructuur voor elektriciteit en gas. Daar staat tegenover dat voor dit alternatief relatief hoge kosten gemaakt worden voor het gebruik van groengas en warmtepompen, de warmtebronnen die zijn aangesloten op een gasnet of elektriciteitsnet, respectievelijk 65 en 77 procent van de investeringskosten. Bij deze kosten is rekening gehouden met extra kosten voor onderhoud van het gasnet of verzwaring van het laagspanningsnet die nodig is om grootschalige uitrol van all-electric oplossingen te realiseren. Uit de onderlinge vergelijking van de varianten voor alternatief 3 volgt dat all-electric oplossingen in 3B relatief duur zijn: de aanschaf van een warmtepomp en de

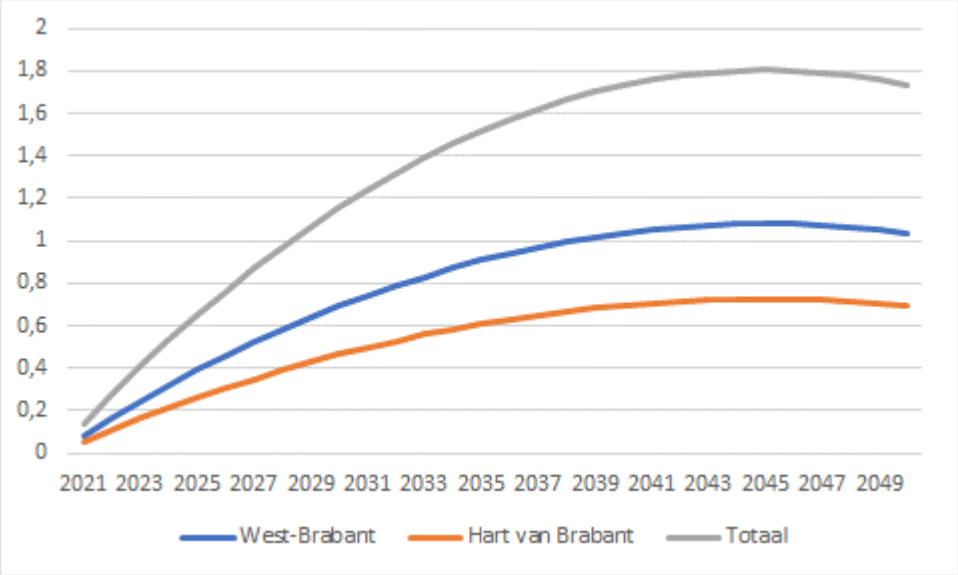
[24] Bij de kolommen regionaal, lokaal en gas en elektriciteit gaat het om het aandeel van de kosten voor de warmtebronnen die gebruikmaken van respectievelijk het regionaal warmtenet, lokale warmtenetten en de energienetten voor gas en elektriciteit. Bij de kolommen distributie en transport gaat het om de kosten van de aanleg en onderhoud van respectievelijk distributienetten warmte en het regionale warmtenet.

verzwaring van de aansluiting en aansluitkabel kennen hogere kosten dan de variant op basis van zonthermie en groengas (3A).

Is het potentieel aan groengas voldoende?
Bij de variant op basis van groengas (3A) komt de vraag naar voren of de regio voldoende groengas kan produceren om deze variant in de praktijk te realiseren. Figuur 5.3 geeft de ontwikkeling in de vraag naar groengas weer in projectalternatief 3A. De totale vraag naar groengas ligt rond 2044 op 1,8 TWh en daalt daarna door de invloed van energiebesparing.

Figuur 5.4 vergelijkt de warmtemix van projectalternatief 3A met het nulalternatief voor het eindjaar 2050. Het totaal verbruik aan warmte in het nulalternatief bedraagt 6,3 TWh. Het verbruik in 3A is 3,4 TWh lager door de investeringen in energiebesparing. Het aandeel groengas in het verbruik in 3A bedraagt 1,7 TWh. Bijna de helft van de warmtelevering in 3A verloopt via andere warmtebronnen zoals all-electric (0,3 TWh) en zonthermie (0,3 TWh) alsmede warmte geleverd via het regionale warmtenet (0,3 TWh) en lokale warmtenetten (0,3 TWh).

Figuur 5.3 In 2050 is het totale verbruik van groengas 1,7 TWh*



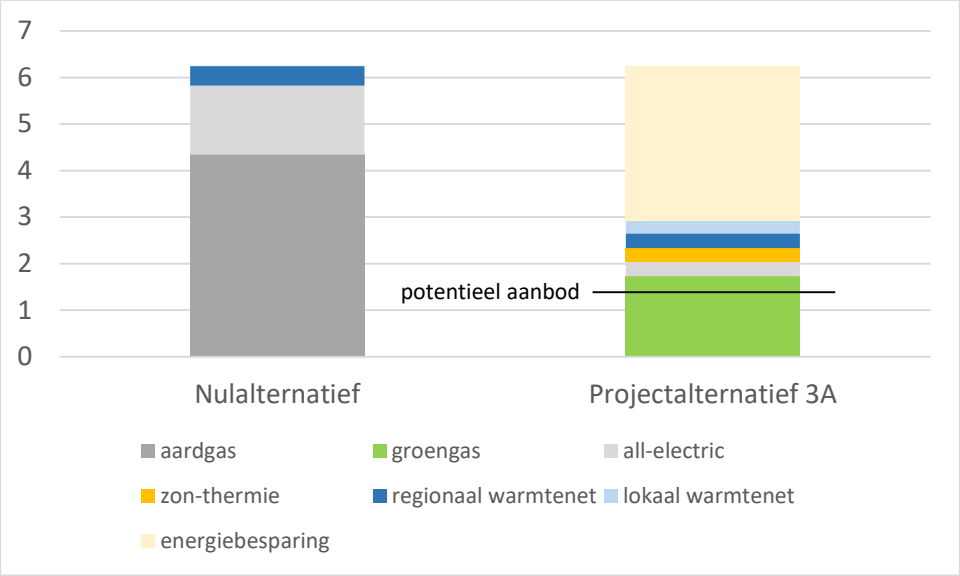
* Projectalternatief 3A; verbruik in TWh
Bron: SEO Economisch Onderzoek

Het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL) schat het volume groengas dat op lange termijn beschikbaar komt voor de gebouwde omgeving op 2 bcm.[25] Op basis van het aandeel van West-Brabant en Hart van Brabant in het landelijk gasverbruik zou het potentieel groen gas in deze twee regio's circa 1,3 TWh kunnen bedragen. Dit potentieel is met een lijn aangegeven in Figuur 5.4.

25 Bcm staat voor biljoen kubieke meter.

Het verschil met het verbruik in projectalternatief 3A houdt in dat voor dit projectalternatief substitutie plaatsvindt van groengasverbruik in andere sectoren voor groengasverbruik in de gebouwde omgeving.[26]

Figuur 5.4 In 2050 is het verbruik van groengas in projectalternatief 3A 1,7 Twh



Bron: SEO Economisch Onderzoek

Lokale warmtenetten hebben hogere kosten dan warmtelevering via een regionaal net

De twee varianten van projectalternatief 2 – inzet op lokale warmtebronnen via lokale warmtenetten – hebben hogere investeringskosten van de andere alternatieven. Tabel 5.2 laat zien dat het aandeel van de lokale warmtebronnen in de investeringskosten in projectalternatief 2 groter is dan in projectalternatief 1. Dit verschil laat zien dat een regionaal warmtenet ontsluiting van enkele warmtebronnen mogelijk maakt zoals hoge temperatuur geothermie en –restwarmte met een relatief gunstig kostenprofiel. De mix van lokale warmtebronnen in projectalternatief 2 kent per saldo hogere kosten en is dus van betekenis voor de bronnenstrategie. De te realiseren kostenbesparingen in de warmtebronnen wegen volgens deze MKBA ruimschoots op tegen de extra kosten van de aanleg van een regionaal warmtenet in projectalternatief 1.

De impact van de kosten van het regionale net blijkt ook tussen de varianten voor alternatief 2. In variant 2A wordt het regionale net voor een deel uitgebreid. Deze variant heeft een beter MKBA-saldo dan variant 2B waarin het regionale net verdwijnt en een groter deel van de warmtelevering verloopt via lokale warmtenetten. Het verschil tussen deze varianten is circa € 0,5 miljard en is volledig te verklaren door de hogere investeringskosten in variant 2B (zie Tabel 5.1). Lokale warmteoplossingen hebben relatief hoge kosten.

[26] Partijen betrokken bij Routekaart Groen Gas stellen dat op lange termijn 10-12 bcm groengas beschikbaar komt in Nederland. Daarvan zou circa 2 bcm beschikbaar zijn voor de gebouwde omgeving, de rest voor de industrie, vrachtverkeer en personenvervoer. PBL veronderstelt in de Herziene startanalyse aardgasvrij wijken dat 2 bcm beschikbaar is voor de gebouwde omgeving. Zie PBL (2020).

Kleine verschillen tussen varianten regionaal net

De verschillen tussen de varianten van projectalternatief 1 (regionaal net) zijn beperkt. Variant 1B kent toepassing van hoge temperatuur geothermie, waar in variant 1A meer biomassa wordt gebruikt. Variant 1A kent per saldo hogere kosten, maar dit verschil wordt veroorzaakt door de kosten van de warmtevoorziening voor woningen die niet kunnen worden aangesloten op een regionaal warmtenet. In variant 1A worden meer woningen uitgerust met een all-electric oplossing, wat relatief duur is.[27] De kosten van de bronnen die warmte leveren aan een regionaal net zijn redelijk in evenwicht. Bij de afweging tussen hoge temperatuur geothermie, restwarmte of biomassa als bron voor het regionale warmtenet hoeven de investeringskosten niet doorslaggevend te zijn.

Extra energiebesparing betekent per saldo hogere kosten

In variant 1C wordt dezelfde mix van warmtebronnen gebruikt als in variant 1B. Het verschil tussen deze varianten is de investering in extra energiebesparing in 1C. Deze variant heeft daarom fors hogere kosten voor energiebesparing, die worden gecompenseerd door lagere investeringskosten - een kleinere warmtevraag maakt de opgave voor verduurzaming kleiner - en lagere energiekosten. Ook de emissiekosten zijn kleiner vanwege het lagere warmtegebruik. Deze vermeden kosten compenseren echter niet de extra kosten voor energiebesparing. Per saldo zijn de maatschappelijke kosten van variant 1C € 500 miljoen hoger dan van variant 1B.

Vermeden emissies vormen een maatschappelijke baat

Het doel van de verduurzaming is de besparing op de emissiekosten. Dit vormt de maatschappelijke baat van de projectalternatieven. Alle alternatieven kennen lagere emissiekosten dan in het nulalternatief waarin gas nog lang een belangrijke rol blijft spelen. De maatschappelijke waarde van de vermeden emissies weegt echter niet op tegen de kosten van de investeringen. Het MKBA-saldo vormt in zekere zin de maatschappelijke 'prijs' die de samenleving zou moeten betalen om de verduurzaming van de warmtevoorziening mogelijk te maken. Deze prijs is mede afhankelijk van de inschatting die verschillende generaties maken van de risico's van klimaatverandering en de waarde van een gezond leefklimaat voor mens en dier.

De impact van biomassa op de emissiekosten

In de huidige discussie over de warmtetransitie wordt de rol van biomassa kritisch bezien, mede in het licht van de subsidies die biomassatoepassingen ontvangen (SER 2020). De projectalternatieven maken op diverse manieren gebruik van biomassa, bijvoorbeeld als brandstof voor de Amercentrale. De CO_2-emissies van biomassa zijn conform Europese afspraak gelijk aan nul. Deze emissies maken dan ook geen deel uit van de emissiekosten zoals opgenomen in Tabel 5.1.

In werkelijkheid produceert verbranding of vergisting van biomassa wel CO_2. De vraag is daarom of de emissies van biomassa van invloed zijn op de resultaten van deze MKBA. Voor dat doel zijn in Tabel 5.1 de emissies van biomassa apart opgenomen.[28] Hieruit blijkt dat het op nul stellen van de emissies van biomassa alleen een positieve invloed heeft op het resultaat van projectalternatief

[27] Zie hiervoor Tabel 5.2. Het kostenaandeel "gas en elektriciteit" in 1A is met 30 procent groter dan in 1B (25%).

[28] Dit betreft alleen de emissies van de biomassa die wordt verbrand in de Amercentrale en het biogene deel van het afval uit de centrales van Attero en Suez. De andere biomassatoepassingen zoals vergisting als methode voor de productie van groengas zijn niet opgenomen bij de explicitering van de aan biomassa toe te rekenen CO_2-emissie.

1A dat inzet op biomassatoepassingen. De extra kosten van deze emissies zijn echter relatief beperkt, omdat biomassa ook een rol speelt in het nulalternatief. Deze bijdrage van biomassa in het nulalternatief verklaart waarom in de overige alternatieven de emissie van biomassa per saldo voor een beter MKBA-saldo zou zorgen. De omvang van dit effect is echter klein. De verklaring hiervoor is dat de emissiekosten in alle projectalternatieven vooral worden gegenereerd door het gasgebruik. In 2050 wordt er geen aardgas meer gebruikt, maar de uitfasering hiervan zorgt ook in de projectalternatieven nog voor veel CO_2-emissies in de jaren tussen 2020 en 2050.

Aanvullende kosten en baten

De MKBA kwantificeert diverse kosten en baten om het saldo en dus de impact op de welvaart te berekenen. Bij de beoordeling van het resultaat moet ook rekening worden gehouden met aanvullende kosten en baten die niet gekwantificeerd kunnen worden, maar die mogelijk wel invloed kunnen hebben op het saldo.

Bij de kosten is rekening gehouden met eventuele versterking van laagspanningsnetten, omdat het elektriciteitsgebruik kan toenemen. Dit speelt vooral een rol in projectalternatief 3B dat inzet op all-electric. De toename van het elektriciteitsgebruik kan dermate fors zijn zodat ook op hogere netvlakken versterkingen nodig zijn, bijvoorbeeld als het gaat om extra verbindingen tussen middenspanning en hoogspanning. De kosten hiervan kunnen aanzienlijk zijn. Enexis heeft een netimpactanalyse uitgevoerd in West-Brabant. Om de groei in zonne- en windenergie te kunnen verwerken is tot 2030 in West-Brabant uitbreiding nodig van 8 hoogspanning-/middenspanningsstations (HS/MS-stations) en de bouw van 3 nieuwe stations. De kosten hiervan bedragen in totaal € 133 tot 153 miljoen. Bij deze berekening is echter geen rekening gehouden met de elektrificatie van de gebouwde omgeving en ook niet met eventuele aanpassingen in het hoogspanningsnet. Er is vooralsnog geen kostenschatting bekend van de aanpassingen in het elektriciteitsnet als gevolg van mogelijke elektrificering van de gebouwde omgeving. Dit is een PM-post die bijdraagt aan de kosten van zowel nulalternatief als projectalternatieven. De invloed zal het sterkst zijn in projectalternatief 3B (all-electric) en kan in beide regio's mogelijk enkele honderden miljoenen euro's aan investeringen vragen voor de periode 2020-2050. [29]

Het gebruik van aardgas kent een sterk seizoenspatroon wat mogelijk wordt gemaakt door gebruik van buffers (gasopslag) en aanpassing van de productie. Bij andere warmtebronnen kan aanpassing aan een seizoenspatroon mogelijk extra kosten voor opslag en op- en afregeling met zich meebrengen, die niet zijn meegenomen in deze MKBA. Wanneer de warmtevoorziening sterker afhankelijk wordt van elektriciteit, kan op- en afregelen van centrales bijvoorbeeld een grotere rol gaan spelen. Dit brengt extra kosten met zich mee omdat piekvermogen hogere kosten kent dan basislast. De mate waarin opslag kan voorzien in het opvangen van pieken en dalen in het warmteverbruik is momenteel nog onzeker. De eventuele kosten hiervan zijn dan ook een PM-post, die vooral betrekking zullen hebben op de projectalternatieven met een relatief hoog elektriciteitsverbruik (met name projectalternatief 3B).

[29] Om de potentiële impact van de investeringen in hogere netvlakken te demonstreren, kunnen we de volgende berekening maken. Stel dat de versterking van het elektriciteitsnet op midden- en hoogspanning in West-Brabant en Hart van Brabant € 300 miljoen gaat kosten. Veronderstel verder dat de investeringen in 2025-2035 worden uitgevoerd. De contante waarde van deze investeringen bedraagt dan € 200 miljoen bij een discontovoet van 4,5 procent. Het MKBA-saldo van alternatief 3B zou door deze extra kosten veranderen van € 3,5 miljard negatief naar € 3,7 miljard negatief.

Bij aansluiting op een warmtenet verliest de consument de mogelijkheid om van energieleverancier te veranderen. Waar bij aardgas geswitcht kan worden tussen leveranciers kan dat bij het warmtebedrijf niet en dat zal in de nabije toekomst niet veranderen, aangezien de concept-Warmtewet 2.0 gemeenten opdraagt concessies te verlenen aan een geïntegreerd warmtebedrijf. Het verlies van keuzevrijheid kan voor consumenten een verlies van welvaart inhouden. Afhankelijk van toekomstige tariefregulering kan er ook een prijseffect optreden als warmtebedrijven onvoldoende concurrentiedruk ervaren met prijsverhogingen tot gevolg. Onder de huidige Warmtewet treedt dit effect niet op doordat het warmtetarief gebonden is aan een maximum. Het verlies van keuzevrijheid kan in de MKBA dus een mogelijk negatieve PM-post betekenen (extra kosten) voor projectalternatieven 1 en 2.

Een mogelijk extra baat kan optreden bij diversificatie van de warmtebronnen. Thans is de warmtevoorziening sterk afhankelijk van aardgas. In de warmtetransitie is de warmtelevering niet langer afhankelijk van één bron, maar worden meerdere warmtebronnen gebruikt, zoals blijkt uit de warmtemixen voor de projectalternatieven. Bij afhankelijkheid van één energiebron loopt de economie een risico. Bij een plotselinge onderbreking van de energielevering is er geen alternatief voorhanden wat tot uitval kan leiden van productie en consumptie op grote schaal. Dergelijke kosten worden verminderd bij diversificatie van de bronnen. De warmtetransitie levert een bijdrage aan deze diversificatie en kan dus een maatschappelijke baat opleveren. Op buurt- of wijkniveau kan wel weer een nieuwe afhankelijkheid optreden wanneer het lokale net wordt gevoed door één warmtebron. Doordat lokale omstandigheden de mate van diversificatie bepalen, is een generieke schatting van de omvang van deze maatschappelijke baat niet mogelijk. Er is in alle projectalternatieven sprake van een PM-post met een mogelijk positief effect op het MKBA-saldo.

De verschillen tussen West-Brabant en Hart van Brabant

Tabel 5.3 en Tabel 5.4 laten het saldo zien van de maatschappelijke kosten en baten voor de twee RES-regio's West-Brabant en Hart van Brabant. In grote lijnen komen de resultaten per regio overeen met het gecombineerde beeld. Zo is in beide regio's projectalternatief 3A (groengas) de variant met het relatief beste saldo van kosten en baten. In beide regio's zijn de lokale oplossingen in projectalternatief 2 relatief duur, net als de variant op basis van all-electric (3B). Ook is te zien dat extra energiebesparing in 1C in beide regio's per saldo voor hogere kosten zorgt, wanneer we deze variant vergelijken met 1B.

Tabel 5.3 MKBA-saldo per projectalternatief in West-Brabant (in € mln.).

Resultaat MKBA WB	Nulalt.	1A	1B	1C	2A	2B	3A	3B
Investeringskosten	€ 3.413	€ 4.040	€ 4.040	€ 3.860	€ 4.367	€ 4.695	€ 2.523	€ 3.435
Energiekosten	€ 2.473	€ 1.537	€ 1.534	€ 1.504	€ 1.548	€ 1.513	€ 1.376	€ 1.484
Emissiekosten	€ 1.070	€ 481	€ 481	€ 473	€ 477	€ 450	€ 482	€ 508
Energiebesparing	€ 0	€ 3.099	€ 3.099	€ 3.608	€ 3.099	€ 3.099	€ 3.608	€ 3.608
Arbeidsmarkt	€ 0	-€ 58	-€ 59	-€ 64	-€ 65	-€ 70	-€ 43	-€ 55
Totaal	€ 6.955	€ 9.098	€ 9.094	€ 9.381	€ 9.425	€ 9.686	€ 7.946	€ 8.979
Verschil met nulalternatief	**€ 0**	**-€ 2.143**	**-€ 2.139**	**-€ 2.426**	**-€ 2.470**	**-€ 2.731**	**-€ 991**	**-€ 2.024**

Bron: SEO Economisch Onderzoek

Figuur 5.5 In West-Brabant heeft projectalternatief 3A relatief de beste verhouding tussen maatschappelijke kosten en baten



Bron: SEO Economisch Onderzoek

Wat opvalt is het verschil tussen het saldo voor varianten 1A en 1B in Hart van Brabant, waar deze saldo's in West-Brabant vrijwel gelijk zijn. De verklaring voor dit verschil tussen de regio's ligt bij de invulling van de warmtemix. In Hart van Brabant verschuift tussen 1A en 1B de warmtemix voor woningen die niet op een warmtenet worden aangesloten van een mix van groengas en all-electric in 1A naar groengas in 1B. All-electric heeft hogere kosten dan groengas, en dit verschil verklaart de hogere kosten in 1A voor Hart van Brabant.

Tabel 5.4 MKBA-saldo per projectalternatief in Hart van Brabant (in € mln.).

Resultaat MKBA HVB	**Nulalt.**	**1A**	**1B**	**1C**	**2A**	**2B**	**3A**	**3B**
Investeringskosten	€ 1.870	€ 2.453	€ 2.222	€ 2.155	€ 2.791	€ 2.891	€ 1.160	€ 2.150
Energiekosten	€ 1.261	€ 935	€ 712	€ 702	€ 738	€ 768	€ 691	€ 808
Emissiekosten	€ 557	€ 310	€ 241	€ 238	€ 228	€ 227	€ 258	€ 285
Energiebesparing	€ 0	€ 1.705	€ 1.705	€ 1.985	€ 1.705	€ 1.705	€ 1.985	€ 1.985
Arbeidsmarkt	€ 0	-€ 36	-€ 31	-€ 34	-€ 41	-€ 44	-€ 16	-€ 36
Totaal	€ 3.688	€ 5.366	€ 4.850	€ 5.047	€ 5.421	€ 5.547	€ 4.079	€ 5.193
Verschil met nulalternatief	**€ 0**	**-€ 1.678**	**-€ 1.161**	**-€ 1.358**	**-€ 1.732**	**-€ 1.859**	**-€ 390**	**-€ 1.504**

Bron: SEO Economisch Onderzoek

Figuur 5.6 In Hart van Brabant heeft projectalternatief 3A relatief de beste verhouding tussen maatschappelijke kosten en baten (in € mrd).



Bron: SEO Economisch Onderzoek

De MKBA-saldo's kunnen ook worden berekend voor andere regionale verdelingen. Op gemeentelijk niveau is bijvoorbeeld van belang of aansluiting op een regionaal of lokaal warmtenet een optie is. Wanneer dat niet kan zal een duurzame warmteoptie gerealiseerd moeten worden op basis van groengas of all-electric. Tabel 5.5 geeft de uitsplitsing van het relatieve MKBA-saldo voor drie groepengemeenten.[30] Dit zijn

- Gemeenten met alle opties (die grotendeels aan het regionale net zijn gekoppeld):
  - West: Breda, Bergen op Zoom, Geertruidenberg, Oosterhout, Roosendaal
  - Hart: Dongen, Waalwijk, Heusden, Tilburg
- Gemeenten op het zand, zonder aansluiting op regionaal net:
  - West: Alphen-Chaam, Baarle-Nassau, Rucphen, Woensdrecht en Zundert
  - Hart: Gilze-Rijen, Goirle, Hilvarenbeek, Loon op Zand, Haaren, Oisterwijk
- Gemeenten op de klei, met geen of beperkte aansluiting op het regionale net (alleen in West-Brabant):
  - Altena, Drimmelen, Etten-Leur, Halderberge, Moerdijk, Steenbergen

De relatieve saldo's voor de groepen gemeenten zijn vergeleken met het relatieve MKBA-saldo voor West-Brabant en Hart van Brabant samen waar het de woningen betreft.[31] Tabel 5.5 laat een vergelijking toe tussen de projectalternatieven voor elk van de groepen gemeenten (horizontaal) alsmede een vergelijking van het relatieve MKBA-saldo per projectalternatief voor de drie groepen ten opzichte van het saldo voor West-Brabant en Hart voor Brabant samen (verticaal). Bij deze vergelijkingen moet worden opgemerkt dat de projectalternatieven deels hun betekenis verliezen, omdat ze specifiek zijn ontworpen voor de warmtevoorziening in West-Brabant en Hart van Brabant samen. Zo heeft de groep gemeenten op het zand in geen enkele variant een aansluiting op

30 Voor deze vergelijking is het MKBA-saldo relatief gemaakt. Dit houdt in dat het saldo (het verschil tussen de kosten in het projectalternatief en het nulalternatief) is uitgedrukt als percentage van de kosten in het nulalternatief.

31 De reden voor deze selectie is dat de drie groepen gemeenten alleen de woonkernen bevatten en geen rekening houden met de glastuinbouwgebieden. Bij de vergelijking met het totale saldo is het dus verstandig de glastuinbouwgebieden ook buiten beschouwing te laten.

het regionale net. Strikt genomen is een beschouwing over projectalternatief 1 – nadruk op warmetvoorziening via een regionaal net – voor deze groep gemeenten dan ook zinloos, omdat de warmte wordt geleverd via een mix van lokale warmtebronnen, groengas en elektriciteit, net als in projectalternatieven 2 en 3.[32] Dit verklaart mede waarom projectalternatief 1 relatief beter scoort voor de gemeenten op het zand en op de klei dan voor West-Brabant en Hart van Brabant samen: in dit alternatief zijn deze gemeenten aangesloten op de warmteopties met een relatief gunstig kostenprofiel zoals groengas. Uit de 'horizontale' vergelijking blijkt dan ook dat de voorkeursvolgorde van de projectalternatieven voor drie onderscheiden groepen gemeenten grosso modo gelijk is aan de voorkeursvolgorde van de projectalternatieven voor West-Brabant en Hart van Brabant als geheel. Zo is projectalternatief 3A relatief het beste saldo, en projectalternatief 2B het minst gunstige saldo. Dit houdt in dat er een gemeenschappelijk belang is om als regio in overleg de regionale warmtestrategie verder uit te werken. De 'verticale' vergelijking laat vooral de verschillen zien tussen de warmtemixen zoals die per projectalternatief zijn ingevuld voor de gemeenten. Voor de gemeenten op het zand is projectalternatief 3A met -9% relatief gunstiger dan voor de gemeenten met alle opties waar het relatieve saldo -20% bedraagt. Dit verschil komt doordat in deze variant er relatief meer woningen in de gemeenten op het zand gebruik maken van groengas dan in de gemeenten met alle opties waar een deel van de woningen ook in dit projectalternatief is aangesloten op het regionale warmtenet (wat relatief duurder is).

Tabel 5.5 Relatieve MKBA-saldo voor drie groepen gemeenten*

	1A	1B	1C	2A	2B	3A	3B
West-Brabant en Hart van Brabant (alleen woningen)	-45%	-40%	-45%	-49%	-53%	-17%	-39%
Gemeenten met alle opties (grotendeels aan het regionale net gekoppeld)	-48%	-43%	-48%	-52%	-58%	-20%	-43%
Gemeenten op het zand, zonder aansluiting op regionaal net	-41%	-29%	-34%	-45%	-45%	-9%	-34%
Gemeenten op de klei, met geen of beperkte aansluiting op het regionale net	-42%	-42%	-46%	-46%	-46%	-17%	-35%

Bron: SEO Economisch Onderzoek

* Dit betreft het saldo van de MKBA (netto kosten projectalternatief minus netto kosten nulalternatief) uitgedrukt als percentage van de netto kosten van het nulalternatief.

Gevoeligheidsanalyse

Met een gevoeligheidsanalyse zijn enkele modelparameters aangepast om te kijken wat de invloed is op het saldo van de MKBA en de voorkeursvolgorde van de projectalternatieven.[33] Tabel 5.6 laat zien dat het rekenen met lagere investeringskosten een groot effect heeft op de uitkomsten met deels contra-intuïtieve resultaten. De lagere investeringskosten betreffen alle duurzame maatregelen en raken daarmee ook het nulalternatief waar circa 25 procent van de huishoudens uiteindelijk

32 De invulling van deze warmtebronnenmixen verschilt overigens wel per projectalternatief en is dus niet constant tussen projectalternatieven 1, 2 en 3. Zie bijlagen B en C voor gedetailleerde informatie per gemeente.

33 Het gaat hier om de volgorde op basis van de baten-kosten ratio (aangegeven in Tabel 5.5 met een cijfer in superscript).

overstapt van aardgas naar een all-electric toepassing. De verlaging van de investeringskosten raken het nulalternatief in enkele gevallen sterker dan het projectalternatief waardoor het MKBA-saldo verbetert bij hogere investeringskosten en verslechtert bij lagere investeringskosten. Dit gebeurt in alle projectalternatieven behalve 2B en 3B. In 3A *verbetert* het MKBA-saldo bij 30 procent *hogere* investeringskosten met circa € 200 miljoen. Bij *lagere* investeringskosten gebeurt het omgekeerde en *verslechtert* het MKBA-saldo voor dit alternatief met circa € 200 miljoen. Ook de arbeidsmarkteffecten spelen een rol bij de verklaring van dit contra-intuïtieve effect. Hogere investeringen genereren via de arbeidsmarkt een maatschappelijke baat doordat meer mensen een baan vinden. Dit effect (en dus de baat) verdwijnt deels bij verlaging van de investeringskosten.
Bij hogere of lagere kosten voor energiebesparing zien we deze wisselwerking niet. Deze kosten hebben een aanzienlijk effect op het MKBA-saldo. Bij 30 procent lagere kosten voor energiebesparing is het MKBA-saldo voor projectalternatief 3A met -€ 190 miljoen bijna kostenneutraal in maatschappelijk opzicht. Bij 30 procent hogere kosten voor energiebesparing is het saldo voor dit alternatief -€2,6 miljard negatief. De invloed van de kosten van energiebesparing op het resultaat van de MKBA is dus aanzienlijk.

Hogere of lagere *energieprijzen* hebben te verwachten effecten. De kosten van de warmtevoorziening stijgen dan wel dalen hierdoor waardoor het MKBA-saldo negatiever respectievelijk positiever wordt. Gezien de flexibiliteit van de groengas-oplossing – ook toepasbaar in de mobiliteit en in wijken waarvoor geen andere warmteoplossingen is te realiseren – bestaat het risico dat de vraag sterker stijgt dan het aanbod, wat de prijs van groen gas zal doen stijgen. De MKBA rekent echter niet met de marktprijs van groengas maar met de kosten van groengas. Bij wijze van gevoeligheidsanalyse zijn de kosten van groengas verdubbeld. De idee hierachter is dat bij schaarste aan groengas het ook voor producenten met duurdere productiemethoden zoals monovergisting rendabel wordt om groengas te gaan produceren. De vaste kosten van monovergisting zijn circa 80 procent hoger dan de kosten van grootschalige vergisting. Bij verdubbeling van de kosten voor groengas in het model daalt het MKBA-saldo van projectalternatief 3A van -1,4 €-mrd naar -2,1 €-mrd (niet opgenomen in Tabel 5.6). Dit projectalternatief is dus gevoelig voor veranderingen in de kosten van de productie van groengas. Maar ook bij een verdubbeling van de kosten blijft de verhouding baten-kosten van dit alternatief het meest gunstige ten opzichte van de andere warmteopties.

All-electric is een relatief dure warmteoptie en de kosten hiervan hebben invloed op het resultaat. We variëren de kosten van all-electric met +/- 30 procent om de gevoeligheid van deze kostenparameter te testen. Dit levert contra-intuïtieve resultaten op vanwege het grote aandeel all-electric in het nulalternatief: tot 25 procent in 2050. Als gevolg hiervan verbetert het MKBA-saldo voor de meeste projectalternatieven bij hogere kosten voor all-electric en vice versa. Alleen in alternatief 3B verslechtert het MKBA-saldo bij hogere kosten, omdat dit alternatief sterk inzet op all-electric. De invloed van de 30 procent in kosten is uiteindelijk beperkt tot circa +/- € 260 miljoen, omdat de kosten van het nulalternatief meebewegen. De gevoeligheid voor de kostenparameter van all-electric is aanzienlijk groter in de overige projectalternatieven.

Tabel 5.6 Gevoeligheidsanalyse per projectalternatief (in € mln.).*

Gevoeligheidsanalyse	1A	1B	1C	2A	2B	3A	3B
Basisanalyse (verschil met nulalt.)	-€ 3.821[4]	-€ 3.301[2]	-€ 3.784[5]	-€ 4.202[6]	-€ 4.590[7]	-€ 1.382[1]	-€ 3.529[3]
Investeringskosten -30%	-€ 4.282[4]	-€ 3.875[2]	-€ 4.390[6]	-€ 4.145[5]	-€ 4.988[7]	-€ 1.958[1]	-€ 3.641[3]
Investeringskosten +30%	-€ 4.053[4]	-€ 3.464[2]	-€ 3.922[3]	-€ 4.640[6]	-€ 5.102[7]	-€ 1.533[1]	-€ 4.143[5]
Kosten energiebesparing -30%	-€ 3.162[5]	-€ 2.664[3]	-€ 2.918[4]	-€ 3.605[6]	-€ 4.040[7]	-€ 507[1]	-€ 2.654[2]
Kostenenergiebesparing +30%	-€ 5.173[3]	-€ 4.675[2]	-€ 5.394[5]	-€ 5.616[6]	-€ 6.050[7]	-€ 2.983[1]	-€ 5.131[4]
Hoge energieprijzen	-€ 4.352[4]	-€ 3.871[2]	-€ 4.367[5]	-€ 4.771[6]	-€ 5.167[7]	-€ 1.990[1]	-€ 4.063[3]
Lage energieprijzen	-€ 3.534[5]	-€ 2.990[2]	-€ 3.462[4]	-€ 3.934[6]	-€ 4.361[7]	-€ 1.020[1]	-€ 3.258[3]
Kosten all-electric +30%	-€ 3.550[4]	-€ 2.838[2]	-€ 3.288[3]	-€ 4.140[5]	-€ 4.514[7]	-€ 865[1]	-€ 4.252[6]
Kosten all-electric -30%	-€ 4.500[4]	-€ 4.117[3]	-€ 4.623[5]	-€ 4.864[6]	-€ 5.331[7]	-€ 2.219[1]	-€ 3.699[2]
CO_2-prijs WLO laag	-€ 4.686[4]	-€ 4.231[2]	-€ 4.724[5]	-€ 5.188[6]	-€ 5.645[7]	-€ 2.290[1]	-€ 4.413[3]
CO_2-prijs WLO 2 graden ondergrens	-€ 3.373[5]	-€ 2.804[2]	-€ 3.280[4]	-€ 3.733[6]	-€ 4.136[7]	-€ 918[1]	-€ 3.099[3]
Autonome daling energievraag 1%	-€ 3.538[5]	-€ 3.040[2]	-€ 3.526[4]	-€ 3.981[6]	-€ 4.416[7]	-€ 1.116[1]	-€ 3.263[3]
Discontovoet infrastructuur 3%	-€ 4.550[5]	-€ 4.039[3]	-€ 4.439[4]	-€ 5.080[6]	-€ 5.592[7]	-€ 1.580[1]	-€ 4.002[2]
Discontovoet natuur en milieu 1,0%	-€ 3.979[5]	-€ 3.465[2]	-€ 3.949[4]	-€ 4.409[6]	-€ 4.840[7]	-€ 1.549[1]	-€ 3.705[3]

Bron: SEO Economisch Onderzoek

* De bedragen betreffen verschil tussen projectalternatief en nulalternatief (MKBA-sald0). Het cijfer in superscript geeft de plaats in de rangorde aan.

De emissiekosten zijn een belangrijke post voor de MKBA, omdat de vermeden emissies de belangrijkste maatschappelijke baat vormen bij verduurzaming van de warmtevoorziening. De maatschappelijke waardering voor de vermeden kosten van klimaatverandering en degradatie van de leefomgeving komt tot uitdrukking in de CO_2-prijs. Door variatie in deze prijs kunnen we de invloed zien van deze maatschappelijke waardering. We gebruiken hiervoor de CO_2-prijzen uit de scenario's *Welvaart en Leefomgeving* van de planbureaus, zoals voorgeschreven in de MKBA-richtlijnen. Een lage CO_2-prijs betekent een lagere baat qua emissiekosten en dus een relatief slechter MKBA-saldo.[34] Bij een hoge CO_2-prijs verbetert het MKBA-saldo. De invloed van deze veranderingen is stevig met extra kosten/baten van circa € 600 à 700 miljoen, afhankelijk van het projectalternatief. Ook bij een hoge CO_2-prijs kent geen van de alternatieven een positief MKBA-saldo.

De overige varianten in de gevoeligheidsanalyse leveren te verwachten resultaten:

- Bij een hogere autonome daling van de warmtevraag verbetert het MKBA-saldo;
- Bij een lagere discontovoet voor investeringen in de infrastructuur (3 procent in plaats van 4,5 procent) verslechtert het MKBA-saldo;
- Bij een lagere discontovoet voor milieueffecten (hier: emissies) (1 procent in plaats van 2 procent) verbetert het MKBA-saldo.

[34] Deze gevoeligheidsanalyse is uitgevoerd met de onderkant van de bandbreedte van het WLO-tweegradenscenario. Dit scenario kent een grote bandbreedte: de waarde van CO_2 is aan de bovenkant van de bandbreedte vijf keer de waarde van de onderkant. Toepassing van deze waarde zou een te grote impact hebben op het MKBA-saldo. Het betreft een extreem kleine kans op zeer grote klimaatschade.

Ook de tijdhorizon (tot en met 2050) kan een aanknopingspunt zijn voor een gevoeligheidsanalyse. Een langere tijdhorizon heeft door de werking van de discontovoet echter een beperkte invloed op het saldo van kosten en baten en beïnvloedt de resultaten niet.[35]

De gevoeligheidsanalyse heeft beperkte gevolgen voor de rangorde van de projectalternatieven. In alle gevallen blijft 3A (groengas) het alternatief met de meest gunstige verhouding tussen baten en kosten en 2B is in alle gevallen het minst gunstige projectalternatief. Dit onderstreept de robuustheid van het MKBA-resultaat. Bij de overige 'plekken' in de rangorde vinden beperkte wisselingen plaats. Alternatief 3B (all-electric) is het meest variabel als het gaat om de plek in de rangorde. Meestal staat dit alternatief op plaats 2 of 3 in de rangorde. Alleen bij een verhoging van de kosten van all-electric met 30 procent staat 3B op plaats 6 in de rangorde. Projectalternatief 1C 'scoort' tussen plaats 3 en 6 (meestal plaats 4). Voor de andere alternatieven is het aantal wisselingen onder invloed van de veranderingen in de parameters beperkt: 1B 2e of 3e, 1A 4e of 5e en 2A 5e of 6e.

Eindverbruikerskosten

De MKBA kijkt naar de maatschappelijke kosten en baten van de warmtetransitie. Op het niveau van de eindverbruiker kunnen de kosten anders zijn dan berekend in de MKBA doordat bepaalde kosten maatschappelijk gezien neutraal zijn en dus geen plek hebben in een MKBA. Dit betreft bijvoorbeeld belastingen, die wel door eindverbruikers worden betaald maar die als inkomsten gelden voor de overheid. Het maatschappelijke saldo is dan nul. Om dus de eindverbruikerskosten te kunnen bepalen moet worden gekeken naar de kosten die uiteindelijk bij de eindverbruiker terechtkomen verhoogd met de belastingen en subsidies die in de MKBA niet zichtbaar zijn.

Volgens de eindverbruikersmethodiek moeten in de eindverbruikerskosten worden opgenomen:

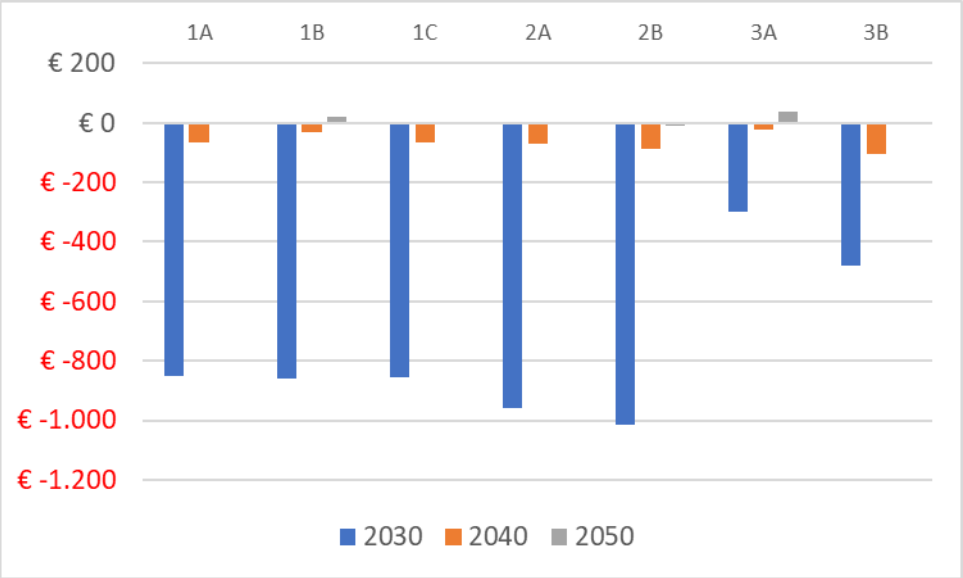
- Investeringskosten energieapparatuur, inclusief BTW;
- Energiekosten op basis van netto-effect (rekening houdend met verdringing van energiedragers);
- Overige operationele kosten;
- Investeringssubsidies (bij warmte: SDE++ en ISDE-KA);
- Heffingen (bij warmte: energiebelasting op aardgas en elektriciteit).

Figuur 5.7 vergelijkt de eindverbruikerskosten per huishouden in West-Brabant en Hart van Brabant voor de projectalternatieven met de eindverbruikerskosten in het nulalternatief (aardgas).[36] De figuur laat het verschil zien van de eindverbruikerskosten in het betreffende projectalternatief ten opzicht van het nulalternatief in de jaren 2030, 2040 en 2050. In 2030 zijn de eindverbruikerskosten per jaar voor alle duurzame warmteopties relatief hoger met € 800 tot €1000 per huishouden per jaar. Dit is het gevolg van de investeringen die nodig zijn om de warmtevoorziening te verduurzamen. Het verschil loopt snel terug en in 2040 resteert nog maar een klein verschil van circa € 100 euro per jaar met het nulalternatief. In 2050 zijn de eindverbruikerskosten gelijk aan de aardgasvoorziening en hebben huishoudens in diverse projectalternatieven lagere verbruikerskosten dan met aardgas het geval zou zijn.

35 Ter illustratie: een bedrag van € 100 heeft bij een discontovoet van 3 procent na dertig jaar een contante waarde van €41 en na vijftig jaar van € 22. De verschillen tussen kosten en baten worden bij disconteren over een lange termijn (> dertig jaar) navenant geringer.

36 Voor deze berekening zijn de investeringskosten, energiekosten en kosten van energiebesparing toegerekend aan de huishoudens. De invloed van heffingen en subsidies kan voor 2050 genegeerd worden, aangezien aardgas in dit jaar is uitgefaseerd. Dit geldt niet voor het nulalternatief waardoor Figuur 5.7 waarschijnlijk een overschatting geeft voor de relatieve eindverbruikerskosten in de projectalternatieven.

Figuur 5.7 In 2050 zijn de eindverbruikerskosten van duurzame warmte per huishouden gelijk aan aardgas



Bron: SEO Economisch Onderzoek

Beantwoording onderzoeksvragen

De hoofdvraag van deze MKBA betreft het overzicht van de maatschappelijke kosten en baten van diverse transitiepaden naar duurzame warmte in West-Brabant en Hart van Brabant. Voor dit doel zijn in dit rapport zeven concrete alternatieven voor de warmtetransitie doorgerekend. De kosten en baten van deze alternatieven zijn vergeleken met de situatie waarin niet expliciet wordt ingezet op verduurzaming van de gebouwde omgeving. De MKBA laat zien dat voor elk van de alternatieven omvangrijke investeringen nodig zijn. Waar aansluiting op een nieuw warmtenet nodig is, bestaat circa 50 procent van de kosten uit de aanleg van warmteleidingen en aansluiting van de woning. De investeringen realiseren het beoogde doel, lagere emissies. Deze vermeden emissies vormen de belangrijkste maatschappelijke baat van de transitie. De maatschappelijke waarde van de vermeden emissies is lager dan de maatschappelijke kosten waardoor het MKBA-saldo voor elk van de projectalternatieven negatief is. Het alternatief op basis van groengas (3A) heeft relatief de beste verhouding tussen kosten en baten; de hoogste netto kosten worden gemaakt in het alternatief dat inzet op lokale bronnen en lokale warmtenetten (2B).

De vraag is wat op basis van deze MKBA geconcludeerd kan worden over de toekomst van het bestaande warmtenet, het Amernet. De MKBA laat zien dat warmtevoorziening via een regionaal warmtenet relatief gunstiger is dan de aanleg van lokale warmtenetten. De reden hiervoor ligt bij de mogelijkheid om via een regionaal net grootschalige warmtebronnen zoals hoge temperatuur geothermie en restwarmte te kunnen benutten. De kosten van de bronnen zijn per saldo lager dan lokale warmtebronnen. Het kostenvoordeel van de “regionale” bronnen is groter dan de kosten van de infrastructuur voor een regionaal net. Dit pleit voor behoud en uitbreiding van het regionale net.

Voor de bronnenstrategie is van belang dat er geen grote verschillen zijn tussen de warmtebronnen die geschikt zijn voor aansluiting op een regionaal net. Het alternatief met inzet hoge temperatuur geothermie en restwarmte (1B) kent ongeveer gelijke kosten als het alternatief dat inzet op biomassa

(1A). Bij de beoordeling van de strategie voor de bronnen kan een rol spelen dat de emissies voor biomassa officieel niet meetellen in de emissiekosten. De daadwerkelijke emissies voor biomassa verhogen de relatieve emissiekosten voor dit alternatief.

Bij de lokale warmtebronnen zijn de kostenverschillen groter dan de bronnen die invoeden op een regionaal net. LTA kent voor de lokale netten een relatief gunstig kostenprofiel net als toepassing van MT- en LT-restwarmte. Warmte opgewekt met lokale biomassa is circa 40 procent duurder dan restwarmte en LTA. Aquathermie is circa 80 procent duurder per GJ dan biomassa. Zonthermie is de duurste optie van de warmtebronnen die invoeden op lokale netten. Voor de bronnenstrategie voor lokale bronnen is dus van belang dat lokaal beschikbare restwarmte optimaal wordt benut en dat vervolgens wordt gekeken op LTA kan worden toegepast.

Voor de bronnenstrategie is verder van belang dat groengas een relatief kostenefficiënte energiedrager is. Bij deze energiedrager is van belang of het aanbod in de regio voldoende zal zijn om aan de vraag naar groengas voor de warmtevoorziening te voldoen. Er zijn opportuniteitskosten voor de aanwending van groengas in de gebouwde omgeving. Een sterke toename van de vraag naar groengas kan de marktprijs bovendien opdrijven waardoor de kosten van dit alternatief hoger kunnen uitpakken dan hier is berekend.

All-electric is relatief duur ten opzichte van groengas vanwege de versterking van de elektriciteitsnetten die hiervoor benodigd is. Maar gezien eventueel schaars aanbod van groengas is all-electric een belangrijke warmtebron voor gemeenten die geen directe toegang kunnen krijgen tot een regionaal of lokaal warmtenet. Om die reden speelt all electric in vrijwel iedere variant in deze MKBA een rol.

Bij de bronnenstrategie zou eerst moeten worden gekeken of verbinding van lokale netten met een regionaal net mogelijk is. Vervolgens zou de aanleg van lokale overwogen moeten worden. Waar aansluiting op een lokaal of regionaal net vanwege de afstand tot de warmtebron niet realistisch is verdient warmtelevering op basis van groengas de voorkeur. Pas wanneer het regionale productiepotentieel voor groengas onvoldoende blijkt zou toepassing van all-electric overwogen moeten worden.

Energiebesparing is onlosmakelijk verbonden met de warmtetransitie. 50 procent reductie van de warmtevraag in 2050 ten opzichte van 1990 is een ambitieus doel met aanzienlijke kosten. De MKBA heeft enkele varianten doorgerekend met een nog sneller tempo van energiebesparing. Deze extra energiebesparing brengt meerkosten met zich mee die niet opwegen tegen de daling van de energiekosten en de emissies die hierdoor mogelijk wordt. Hieraan kan de conclusie worden verbonden dat een hoger tempo van energiebesparing niet automatisch rendabel is in maatschappelijk opzicht. De regio's zouden moeten streven naar een energiebesparingsdoel dat aansluit bij de bredere doelstelling van de warmtetransitie, maar redelijk kosten-efficiënt kan worden gerealiseerd. Voorbij dit optimum zullen de maatschappelijke kosten van energiebesparing sneller oplopen dan de maatschappelijke baten.

De MKBA is opgesteld voor twee RES-regio's. De uitsplitsing van de maatschappelijke kosten en baten per regio maakt duidelijk dat de afwegingen niet wezenlijk verschillen. De hier geschetste opties voor de bronnenstrategie en de aanbeveling tot uitbreiding van het regionale net gelden voor

beide regio's. De verschillen die optreden in de MKBA tussen West-Brabant en Hart van Brabant zijn vooral terug te voeren tot inzet van all-electric als warmtevoorziening. Dit onderstreept het relatieve kostennadeel van deze warmtetechnologie ten opzichte van groengas.

Literatuur

Aalbers, R., G. Renes en G. Romijn (2016), *WLO-klimaatscenario's en de waardering van CO2-uitstoot in MKBA's*, Centraal Planbureau: Den Haag.

CE Delft (2014), *MKBA Warmte Zuid-Holland*, Delft.

CE Delft (2015), *Emissiekentallen elektriciteit. Kentallen voor grijze en 'niet-geoormerkte stroom' inclusief upstream-emissies*, Delft.

CE Delf (2016), *Ketenemissies warmtelevering Directe en indirecte CO2-emissies van warmtetechnieken*, Delft.

CE Delft (2017), *Handboek milieuprijzen*, Delft.

CE Delft (2019), *Overzicht aanpassingen Vesta MAIS*, Delft.

Centraal Planbureau en Planbureau voor de leefomgeving (2015), *Nederland in 2030-2050: twee referentiescenario's – Toekomstverkenning Welvaart en Leefomgeving*, Den Haag.

Ecofys (2016), *Collectieve warmte naar lage temperatuur*, Utrecht.

Menkveld, M., M. de Nooij en H. Rösler (2016), *MKBA Tracé 2 Warmtenet Nijmegen*, ECN: Petten en Amsterdam.

Planbureau voor de leefomgeving (2019), *Klimaat- en Energieverkenning 2019*, Den Haag.

Planbureau voor de leefomgeving (2020), *Eindadvies basisbedragen SDE++ 2020*, Den Haag.

Planbureau voor de leefomgeving (2020), *Startanalyse aardgasvrije buurten*, herziene versie.

RES Hart van Brabant (2020), *Concept-bod voor de Regionale Energie- en Klimaatstrategie.*

RES West-Brabant (2020), *Achtergrondrapport bij de Concept RES, onze nieuwe energie in 2030.*

Romijn, G., & Renes, G. (2013). *Algemene leidraad voor maatschappelijke kosten-batenanalyse.* Centraal Planbureau (CPB) en Planbureau voor de leefomgeving (PBL).

Smeekens, K., R. Meijer en M. Cremers (2017), *Kostenonderzoek verbranding en vergassing van biomassa SDE+ 2018,* ECN en DNV GL.

TKI Urban Energy (2020), *Warmteopslag.* Geraadpleegd van https://www.topsectorenergie.nl/tki-urban-energy/kennisdossiers/warmteopslag

Verhaegh, N.A.M. e.a. (2019), *Warmte infrastructuur Nederland met verlaagde systeem temperatuur*, TKI Urban Energy.

Bijlage A De warmte-infrastructuur

Projectalternatief 1 – Regionaal net

RES-regio	Gemeente / Gebied	Regionaal	Lokaal	Individueel
West-Brabant	1. Alphen-Chaam	0%	60%	40%
	2. Altena	0%	70%	30%
	3. Baarle-Nassau	0%	60%	40%
	4. Bergen op Zoom	60%	20%	20%
	5. Breda	70%	10%	20%
	6. Drimmelen	20%	20%	60%
	7. Etten-Leur	0%	30%	70%
	8. Geertruidenberg	60%	10%	30%
	9. Halderberge	20%	50%	30%
	10. Moerdijk	30%	40%	30%
	11. Oosterhout	70%	20%	10%
	12. Roosendaal	70%	20%	10%
	13. Rucphen	0%	60%	40%
	14. Steenbergen	10%	5%	85%
	15. Woensdrecht	0%	60%	40%
	16. Zundert	0%	60%	40%
	A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	100%	0%	0%
	B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	100%	0%	0%
	C. Tuinbouwgebied Roosendaal	100%	0%	0%
	D. Tuinbouwgebied Drimmelen	100%	0%	0%
Hart van Brabant	1. Dongen	80%	10%	10%
	2. Gilze en Rijen	0%	60%	40%
	3. Goirle	0%	60%	40%
	4. Heusden	80%	10%	10%
	5. Haaren	0%	60%	40%
	6. Hilvarenbeek	0%	40%	60%
	7. Loon op Zand	0%	40%	60%
	8. Oisterwijk	0%	40%	60%
	9. Tilburg	60%	20%	20%
	10. Waalwijk	80%	10%	10%
	A tuinbouwgebied Dongen	100%	0%	0%
	B tuinbouwgebied Heusden	100%	0%	0%

Projectalternatief 2a – Lokale netten met beperkte uitbreiding van bestaande regionaal net

RES-regio	Gemeente / Gebied	Regionaal	Lokaal	Individueel
West-Brabant	1. Alphen-Chaam	0%	50%	50%
	2. Altena	0%	70%	30%
	3. Baarle-Nassau	0%	50%	50%
	4. Bergen op Zoom	0%	60%	40%
	5. Breda	50%	30%	20%
	6. Drimmelen	10%	30%	60%
	7. Etten-Leur	0%	45%	55%
	8. Geertruidenberg	15%	45%	40%
	9. Halderberge	0%	70%	30%
	10. Moerdijk	5%	35%	60%
	11. Oosterhout	20%	45%	35%
	12. Roosendaal	0%	70%	30%
	13. Rucphen	0%	70%	30%
	14. Steenbergen	0%	30%	70%
	15. Woensdrecht	0%	70%	30%
	16. Zundert	0%	50%	50%
	A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	100%	0%	0%
	B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	0%	100%
	C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	0%	100%
	D. Tuinbouwgebied Drimmelen	100%	0%	0%
Hart van Brabant	1. Dongen	0%	80%	20%
	2. Gilze en Rijen	0%	80%	20%
	3. Goirle	0%	80%	20%
	4. Heusden	0%	80%	20%
	5. Haaren	0%	80%	20%
	6. Hilvarenbeek	0%	60%	40%
	7. Loon op Zand	0%	60%	40%
	8. Oisterwijk	0%	80%	20%
	9. Tilburg	35%	45%	20%
	10. Waalwijk	0%	80%	20%
	A tuinbouwgebied Dongen	50%	25%	25%
	B tuinbouwgebied Heusden	0	50%	50%

Projectalternatief 2b – Lokale netten zonder behoud van het bestaand regionaal net

RES-regio	Gemeente / Gebied	Regionaal	Lokaal	Individueel
West-Brabant	1. Alphen-Chaam	0%	50%	50%
	2. Altena	0%	70%	30%
	3. Baarle-Nassau	0%	50%	50%
	4. Bergen op Zoom	0%	60%	40%
	5. Breda	0%	80%	20%
	6. Drimmelen	0%	40%	60%
	7. Etten-Leur	0%	45%	55%
	8. Geertruidenberg	0%	60%	40%
	9. Halderberge	0%	70%	30%
	10. Moerdijk	0%	40%	60%
	11. Oosterhout	0%	65%	35%
	12. Roosendaal	0%	70%	30%
	13. Rucphen	0%	70%	30%
	14. Steenbergen	0%	30%	70%
	15. Woensdrecht	0%	70%	30%
	16. Zundert	0%	50%	50%
	A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	100%	0%
	B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	100%	0%
	C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	100%	0%
	D. Tuinbouwgebied Drimmelen	0%	100%	0%
Hart van Brabant	1. Dongen	0%	80%	20%
	2. Gilze en Rijen	0%	80%	20%
	3. Goirle	0%	80%	20%
	4. Heusden	0%	80%	20%
	5. Haaren	0%	60%	40%
	6. Hilvarenbeek	0%	40%	60%
	7. Loon op Zand	0%	40%	60%
	8. Oisterwijk	0%	40%	60%
	9. Tilburg	0%	80%	20%
	10. Waalwijk	0%	80%	20%
	A tuinbouwgebied Dongen	0%	75%	25%
	B tuinbouwgebied Heusden	0%	50%	50%

Projectalternatief 3 – individuele oplossingen

RES-regio	Gemeente / Gebied	Regionaal	Lokaal	Individueel
West-Brabant	1. Alphen-Chaam	0%	10%	90%
	2. Altena	0%	15%	85%
	3. Baarle-Nassau	0%	10%	90%
	4. Bergen op Zoom	0%	10%	90%
	5. Breda	20%	5%	75%
	6. Drimmelen	0%	5%	95%
	7. Etten-Leur	0%	10%	90%
	8. Geertruidenberg	7%	10%	83%
	9. Halderberge	0%	15%	85%
	10. Moerdijk	0%	5%	95%
	11. Oosterhout	3%	10%	87%
	12. Roosendaal	0%	15%	85%
	13. Rucphen	0%	15%	85%
	14. Steenbergen	0%	5%	95%
	15. Woensdrecht	0%	15%	85%
	16. Zundert	0%	10%	90%
	A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	0%	100%
	B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	0%	100%
	C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	100%	0%
	D. Tuinbouwgebied Drimmelen	100%	0%	0%
Hart van Brabant	1. Dongen	0%	10%	90%
	2. Gilze en Rijen	0%	10%	90%
	3. Goirle	0%	10%	90%
	4. Heusden	0%	10%	90%
	5. Haaren	0%	10%	90%
	6. Hilvarenbeek	0%	10%	90%
	7. Loon op Zand	0%	10%	90%
	8. Oisterwijk	0%	10%	90%
	9. Tilburg	27%	10%	63%
	10. Waalwijk	0%	10%	90%
	A tuinbouwgebied Dongen	50%	0%	50%
	B tuinbouwgebied Heusden	0%	0%	100%

Bijlage B De warmtebronnen per projectalternatief (West-Brabant)

Project- Alternatief 1 (regionaal) **Variant A (Nadruk op biomassa en restwarmte)**	Zonthermie	Zon-thermie en groen-gas	HT-Geo-thermie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Rest-warmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte water-stof	Groen-gas	All-electric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Alphen-Chaam	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
2. Altena	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
3. Baarle-Nassau	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
4. Bergen op Zoom	2%	0%	0%	6%	6%	36%	4%	24%	1%	1%	0%	6%	14%
5. Breda	1%	0%	0%	3%	3%	42%	2%	28%	1%	1%	0%	6%	14%
6. Drimmelen	2%	0%	0%	6%	6%	12%	4%	8%	1%	1%	0%	18%	42%
7. Etten-Leur	3%	0%	0%	9%	9%	0%	6%	0%	2%	2%	0%	21%	49%
8. Geertruidenberg	1%	0%	0%	3%	3%	36%	2%	24%	1%	1%	0%	9%	21%
9. Halderberge	5%	0%	0%	15%	15%	12%	10%	8%	3%	3%	0%	9%	21%
10. Moerdijk	4%	0%	0%	12%	12%	18%	8%	12%	2%	2%	0%	9%	21%
11. Oosterhout	2%	0%	0%	6%	6%	42%	4%	28%	1%	1%	0%	3%	7%
12. Roosendaal	2%	0%	0%	6%	6%	42%	4%	28%	1%	1%	0%	3%	7%
13. Rucphen	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
14. Steenbergen	1%	0%	0%	2%	2%	6%	1%	4%	0%	0%	0%	26%	60%
15. Woensdrecht	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
16. Zundert	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
D. Tuinbouwgebied Drimmelen	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 1 (regionaal) **Variant B (Nadruk op geothermie, rest-warmte & biomassa)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groengas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte water-stof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Alphen-Chaam	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
2. Altena	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
3. Baarle-Nassau	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
4. Bergen op Zoom	2%	0%	36%	6%	6%	18%	4%	0%	1%	1%	6%	6%	14%
5. Breda	1%	0%	42%	3%	3%	21%	2%	0%	1%	1%	7%	6%	14%
6. Drimmelen	2%	0%	12%	6%	6%	6%	4%	0%	1%	1%	2%	18%	42%
7. Etten-Leur	3%	0%	0%	9%	9%	0%	6%	0%	2%	2%	0%	21%	49%
8. Geertruidenberg	1%	0%	36%	3%	3%	18%	2%	0%	1%	1%	6%	9%	21%
9. Halderberge	5%	0%	12%	15%	15%	6%	10%	0%	3%	3%	2%	9%	21%
10. Moerdijk	4%	0%	18%	12%	12%	9%	8%	0%	2%	2%	3%	9%	21%
11. Oosterhout	2%	0%	42%	6%	6%	21%	4%	0%	1%	1%	7%	3%	7%
12. Roosendaal	2%	0%	42%	6%	6%	21%	4%	0%	1%	1%	7%	3%	7%
13. Rucphen	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
14. Steenbergen	1%	0%	6%	2%	2%	3%	1%	0%	0%	0%	1%	26%	60%
15. Woensdrecht	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
16. Zundert	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%
B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%
C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%
D. Tuinbouwgebied Drimmelen	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%

Project- Alternatief 1 **Variant C (Nadruk op geothermie, restwarmte, biomassa & extra warmtebesparing)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groen-gas	HT- Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Indi-vidueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Alphen-Chaam	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
2. Altena	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
3. Baarle-Nassau	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
4. Bergen op Zoom	2%	0%	36%	6%	6%	18%	4%	0%	1%	1%	6%	6%	14%
5. Breda	1%	0%	42%	3%	3%	21%	2%	0%	1%	1%	7%	6%	14%
6. Drimmelen	2%	0%	12%	6%	6%	6%	4%	0%	1%	1%	2%	18%	42%
7. Etten-Leur	3%	0%	0%	9%	9%	0%	6%	0%	2%	2%	0%	21%	49%
8. Geertruidenberg	1%	0%	36%	3%	3%	18%	2%	0%	1%	1%	6%	9%	21%
9. Halderberge	5%	0%	12%	15%	15%	6%	10%	0%	3%	3%	2%	9%	21%
10. Moerdijk	4%	0%	18%	12%	12%	9%	8%	0%	2%	2%	3%	9%	21%
11. Oosterhout	2%	0%	42%	6%	6%	21%	4%	0%	1%	1%	7%	3%	7%
12. Roosendaal	2%	0%	42%	6%	6%	21%	4%	0%	1%	1%	7%	3%	7%
13. Rucphen	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
14. Steenbergen	1%	0%	6%	2%	2%	3%	1%	0%	0%	0%	1%	26%	60%
15. Woensdrecht	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
16. Zundert	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%
B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%
C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%
D. Tuinbouwgebied Drimmelen	0%	0%	60%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%

Project- Alternatief 2a (lokaal met behoud)	Zon-thermie	Zon-thermie en groengas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte water-stof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Alphen-Chaam	5%	0%	0%	15%	15%	0%	10%	0%	3%	3%	0%	15%	35%
2. Altena	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
3. Baarle-Nassau	5%	0%	0%	15%	15%	0%	10%	0%	3%	3%	0%	15%	35%
4. Bergen op Zoom	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
5. Breda	3%	0%	0%	9%	9%	30%	6%	20%	2%	2%	0%	6%	14%
6. Drimmelen	3%	0%	0%	9%	9%	6%	6%	4%	2%	2%	0%	18%	42%
7. Etten-Leur	5%	0%	0%	14%	14%	0%	9%	0%	2%	2%	0%	17%	39%
8. Geertruidenberg	5%	0%	0%	14%	14%	9%	9%	6%	2%	2%	0%	12%	28%
9. Halderberge	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
10. Moerdijk	4%	0%	0%	11%	11%	3%	7%	2%	2%	2%	0%	18%	42%
11. Oosterhout	5%	0%	0%	14%	14%	12%	9%	8%	2%	2%	0%	11%	25%
12. Roosendaal	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
13. Rucphen	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
14. Steenbergen	3%	0%	0%	9%	9%	0%	6%	0%	2%	2%	0%	21%	49%
15. Woensdrecht	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
16. Zundert	5%	0%	0%	15%	15%	0%	10%	0%	3%	3%	0%	15%	35%
A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%
D. Tuinbouwgebied Drimmelen	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%	40%	0%	0%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 2b (lokaal zonder behoud)	Zon-thermie	Zon-thermie en groengas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte water-stof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Alphen-Chaam	5%	0%	0%	15%	15%	0%	10%	0%	3%	3%	0%	15%	35%
2. Altena	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
3. Baarle-Nassau	5%	0%	0%	15%	15%	0%	10%	0%	3%	3%	0%	15%	35%
4. Bergen op Zoom	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
5. Breda	8%	0%	0%	24%	24%	0%	16%	0%	4%	4%	0%	6%	14%
6. Drimmelen	4%	0%	0%	12%	12%	0%	8%	0%	2%	2%	0%	18%	42%
7. Etten-Leur	5%	0%	0%	14%	14%	0%	9%	0%	2%	2%	0%	17%	39%
8. Geertruidenberg	6%	0%	0%	18%	18%	0%	12%	0%	3%	3%	0%	12%	28%
9. Halderberge	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
10. Moerdijk	4%	0%	0%	12%	12%	0%	8%	0%	2%	2%	0%	18%	42%
11. Oosterhout	7%	0%	0%	20%	20%	0%	13%	0%	3%	3%	0%	11%	25%
12. Roosendaal	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
13. Rucphen	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
14. Steenbergen	3%	0%	0%	9%	9%	0%	6%	0%	2%	2%	0%	21%	49%
15. Woensdrecht	7%	0%	0%	21%	21%	0%	14%	0%	4%	4%	0%	9%	21%
16. Zundert	5%	0%	0%	15%	15%	0%	10%	0%	3%	3%	0%	15%	35%
A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	10%	0%	0%	30%	30%	0%	20%	0%	5%	5%	0%	0%	0%
B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	10%	0%	0%	30%	30%	0%	20%	0%	5%	5%	0%	0%	0%
C. Tuinbouwgebied Roosendaal	10%	0%	0%	30%	30%	0%	20%	0%	5%	5%	0%	0%	0%
D. Tuinbouwgebied Drimmelen	10%	0%	0%	30%	30%	0%	20%	0%	5%	5%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 3 (individueel) **Variant A (met name zonthermie en groengas)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groengas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte water-stof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Alphen-Chaam	1%	63%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	8%	19%
2. Altena	2%	60%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	8%	18%
3. Baarle-Nassau	1%	63%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	8%	19%
4. Bergen op Zoom	1%	63%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	8%	19%
5. Breda	0%	53%	0%	3%	0%	12%	0%	8%	1%	1%	0%	6%	16%
6. Drimmelen	1%	67%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	9%	20%
7. Etten-Leur	1%	63%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	8%	19%
8. Geertruidenberg	1%	58%	0%	3%	3%	4%	2%	3%	1%	1%	0%	7%	17%
9. Halderberge	2%	60%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	8%	18%
10. Moerdijk	1%	67%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	9%	20%
11. Oosterhout	1%	61%	0%	3%	3%	2%	2%	1%	1%	1%	0%	8%	18%
12. Roosendaal	2%	60%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	8%	18%
13. Rucphen	2%	60%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	8%	18%
14. Steenbergen	1%	67%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	9%	20%
15. Woensdrecht	2%	60%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	8%	18%
16. Zundert	1%	63%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	8%	19%
A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	70%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	20%
B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	70%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	20%
C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%
D. Tuinbouwgebied Drimmelen	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 3 (individueel) **Variant B (met name groengas en all-electric)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groengas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte water-stof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Alphen-Chaam	1%	18%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	22%	50%
2. Altena	2%	17%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	20%	48%
3. Baarle-Nassau	1%	18%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	22%	50%
4. Bergen op Zoom	1%	18%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	22%	50%
5. Breda	0%	15%	0%	3%	0%	12%	0%	8%	1%	1%	0%	18%	42%
6. Drimmelen	1%	19%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	23%	53%
7. Etten-Leur	1%	18%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	22%	50%
8. Geertruidenberg	1%	17%	0%	3%	3%	4%	2%	3%	1%	1%	0%	20%	46%
9. Halderberge	2%	17%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	20%	48%
10. Moerdijk	1%	19%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	23%	53%
11. Oosterhout	1%	17%	0%	3%	3%	2%	2%	1%	1%	1%	0%	21%	49%
12. Roosendaal	2%	17%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	20%	48%
13. Rucphen	2%	17%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	20%	48%
14. Steenbergen	1%	19%	0%	2%	2%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	23%	53%
15. Woensdrecht	2%	17%	0%	5%	5%	0%	3%	0%	1%	1%	0%	20%	48%
16. Zundert	1%	18%	0%	3%	3%	0%	2%	0%	1%	1%	0%	22%	50%
A. Tuinbouwgebieden Moerdijk	0%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	55%
B. Tuinbouwgebieden Steenbergen	0%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	55%
C. Tuinbouwgebied Roosendaal	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%
D. Tuinbouwgebied Drimmelen	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Bijlage C De warmtebronnen per projectalternatief (Hart van Brabant)

Project- Alternatief 1 (regionaal) **Variant A (met name biomassa en HT-restwarmte)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groengas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Dongen	0%	0%	0%	5%	5%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	7%
2. Gilze en Rijen	0%	0%	0%	40%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	12%	28%
3. Goirle	0%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	12%	28%
4. Heusden	0%	0%	0%	0%	10%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	7%
5. Hilvarenbeek	0%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	18%	42%
6. Loon op Zand	0%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	18%	42%
7. Oisterwijk	0%	0%	0%	10%	30%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	18%	42%
8. Tilburg	0%	0%	0%	0%	20%	60%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
9. Waalwijk	0%	0%	0%	0%	10%	80%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	7%
A tuinbouwgebied Dongen	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
B tuinbouwgebied Heusden	0%	0%	0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 1 (regionaal) **Variant B (met name geothermie en restwarmte waterstof)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groen-gas	HT- Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Dongen	0%	0%	80%	5%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%
2. Gilze en Rijen	0%	0%	0%	40%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%
3. Goirle	0%	0%	0%	0%	40%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	40%	0%
4. Heusden	0%	0%	80%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%
5. Hilvarenbeek	0%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	60%	0%
6. Loon op Zand	0%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	60%	0%
7. Oisterwijk	0%	0%	0%	10%	30%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%
8. Tilburg	0%	0%	60%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
9. Waalwijk	0%	0%	80%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%
A tuinbouwgebied Dongen	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
B tuinbouwgebied Heusden	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 1 (regionaal) **Variant C (met name geothermie en restwarmte waterstof, met extra besparingen warmtevraag)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groen-gas	HT- Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Indi-vidueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Dongen	0%	0%	80%	5%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%
2. Gilze en Rijen	0%	0%	0%	40%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	40%	0%
3. Goirle	0%	0%	0%	0%	40%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	40%	0%
4. Heusden	0%	0%	80%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%
5. Hilvarenbeek	0%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	60%	0%
6. Loon op Zand	0%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	60%	0%
7. Oisterwijk	0%	0%	0%	10%	30%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	60%	0%
8. Tilburg	0%	0%	60%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20%	0%
9. Waalwijk	0%	0%	80%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	10%	0%
A tuinbouwgebied Dongen	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
B tuinbouwgebied Heusden	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 2a (lokaal)	Zon-thermie	Zon-thermie en groen-gas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groengas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Indi-vidueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Dongen	0%	0%	0%	10%	20%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	6%	14%
2. Gilze en Rijen	20%	0%	0%	40%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
3. Goirle	20%	0%	0%	0%	40%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
4. Heusden	0%	0%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	6%	14%
5. Hilvarenbeek	20%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	12%	28%
6. Loon op Zand	20%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	12%	28%
7. Oisterwijk	20%	0%	0%	20%	40%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
8. Tilburg	0%	0%	35%	25%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
9. Waalwijk	20%	0%	0%	0%	40%	0%	0%	0%	20%	0%	0%	6%	14%
A tuinbouwgebied Dongen	0%	0%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	25%	0%	0%	8%	18%
B tuinbouwgebied Heusden	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	15%	35%

Project- Alternatief 2b (lokaal)	Zon-thermie	Zon-thermie en groen-gas	HT-Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Indi-vidueel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Dongen	0%	0%	0%	10%	20%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	6%	14%
2. Gilze en Rijen	20%	0%	0%	40%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
3. Goirle	20%	0%	0%	0%	40%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
4. Heusden	0%	0%	0%	0%	30%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	6%	14%
5. Hilvarenbeek	20%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	12%	28%
6. Loon op Zand	20%	0%	0%	20%	0%	0%	20%	0%	0%	0%	0%	12%	28%
7. Oisterwijk	20%	0%	0%	20%	40%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
8. Tilburg	0%	0%	0%	60%	20%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
9. Waalwijk	20%	0%	0%	20%	40%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	14%
A tuinbouwgebied Dongen	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	75%	0%	0%	8%	18%
B tuinbouwgebied Heusden	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50%	0%	0%	15%	35%

Project- Alternatief 3 (individueel) **Variant A (met name zonthermie en groengas)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groengas	HT- Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individu-eel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Dongen	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
2. Gilze en Rijen	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
3. Goirle	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
4. Heusden	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
5. Hilvarenbeek	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
6. Loon op Zand	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
7. Oisterwijk	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
8. Tilburg	0%	63%	27%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
9. Waalwijk	0%	90%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
A tuinbouwgebied Dongen	0%	50%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
B tuinbouwgebied Heusden	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Project- Alternatief 3 (individueel) **Variant B (met name all- electric)**	Zon-thermie	Zon-thermie en groen-gas	HT- Geother-mie	LTA	Aquather-mie en Terrather-mie	Biomassa		Restwarmte (HT/MT)		Rest-warmte (LT)	Rest-warmte waterstof	Groen-gas	All-elec-tric
R = Regionaal, L = Lokaal, I = Individu-eel	L	I	R	L	L	R	L	R	L	L	R	I	I
1. Dongen	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
2. Gilze en Rijen	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
3. Goirle	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
4. Heusden	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
5. Hilvarenbeek	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
6. Loon op Zand	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
7. Oisterwijk	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
8. Tilburg	0%	0%	27%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	19%	44%
9. Waalwijk	0%	0%	0%	0%	10%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	63%
A tuinbouwgebied Dongen	0%	0%	50%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	15%	35%
B tuinbouwgebied Heusden	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	70%



seo economisch onderzoek

Roetersstraat 29 . 1018 WB Amsterdam . T (+31) 20 525 16 30 . F (+31) 20 525 16 86 . www.seo.nl