

High Tech Campus 21
5656 AE Eindhoven

TNO-rapport

www.tno.nl

T +31 88 866 54 43

TNO 2022 R11908

De Businesscase voor Zonnewarmte

Datum	11 oktober 2022
Auteur(s)	Corry de Keizer, Luuk Beurskens
Aantal pagina's	48 (incl. bijlagen)
Opdrachtgever	RVO voor de Topsector Energie op verzoek van TKI Urban Energy
Projectnaam	Businesscase Zonnewarmte
Projectnummer	060.50898
Review	Roland Valckenborg

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

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

© 2022 TNO

Samenvatting

Zonnewarmte kan een belangrijke rol spelen in de transitie naar een duurzame warmtevoorziening. In Nederland is er een significant technisch potentieel voor zonnewarmte. In dit rapport richten we ons op de businesscase voor het toevoegen van zonnewarmtesystemen aan woningen en warmtenetten.

De eerste case behandelt een referentiewoning (energielabel C, 120 m²) met drie verschillende typen zonnewarmtesystemen: zonneboilers, zonnecombisystemen en een PV-thermisch systeem als bron voor een warmtepomp. Op het dak van de woning is er ruimte voor 20 m² zonne-energie in de vorm van zonnecollectoren, zonnestroompanelen, PV-thermische collectoren of een combinatie daarvan. De zonnewarmtesystemen worden vergeleken met een referentie waarin de warmtevraag volledig wordt verzorgd door een HR-combiketel, een hybride warmtepomp of een all-electric lucht-water warmtepomp, alle drie in combinatie met zon-pv.

Voor woningen concluderen we dat zonnewarmte een reductie in CO₂-uitstoot kan realiseren zonder de kosten voor de gebruiker te verhogen. Voor vrijwel alle zonnewarmtevarianten zijn de totale kosten over de 20 jaar looptijd van de businesscase lager dan de referentie HR-combiketel en hybride warmtepomp. In vergelijking met een HR-combiketel wordt de meeste CO₂-uitstoot bespaard, door het verlagen van het aardgasgebruik. In vergelijking met een *all-electric* warmtepomp zijn de kosten en de CO₂-emissie vergelijkbaar. De PVT-warmtepomp combinatie heeft de laagste CO₂-emissie. Omdat de HR-combiketel via de hybride ketel uitgefaseerd wordt, is de zonneboiler een robuuste en spijtvrije keuze.

Voor warmtenetten is een groot systeem voor zonnewarmte en dag/nacht opslag financieel aantrekkelijk. Bij dit systeem wordt tot 20% van de warmtevraag voorzien door zonnewarmte. Een andere variant is een warmtenet met seizoensopslag en een hoge zonne fractie, die vanwege het innovatieve karakter van de opslag een hogere investering nodig heeft dan het warmtenet zonder seizoensopslag. Een seizoenswarmteopslag biedt echter ook een aantal voordelen voor het toekomstige energiesysteem. De toekomst van netcapaciteit en de kosten voor het gebruik van het elektriciteitsnet zijn onzeker. Daarnaast kan een grootschalige opslag ook gebruikt worden als service om het elektriciteitsnet te ontlasten. Dit kan ook een extra inkomstenbron zijn.

Zonnewarmte is een technisch en financieel interessante bron van hernieuwbare energie en optie voor CO₂-emissiereductie. Kostendaling verbetert de businesscase. Daarbij kan er een kostenvoordeel ontstaan bij het tegelijk plaatsen van een zonnewarmtesysteem en een warmtepomp. Met name bij de voorgenomen implementatie van de hybride warmtepomp liggen er kansen om door de juiste beleidskeuzes een stimulans aan zonnewarmte te geven. Zonnewarmte kan ook in warmtenetten gunstig zijn, waarbij het van belang is dat voortgaande innovatie en implementatie zullen leiden tot lagere kosten voor het systeem.

Zonnewarmte kent een gunstige businesscase bij het toevoegen aan een systeem met een HR-combiketel of een hybride warmtepomp. Daarnaast kan zonnewarmte voor prijsstabiliteit zorgen. Bij een markt met onzekere toekomstige elektriciteits- en aardgasprices en systeemkosten biedt dit een toegevoegde waarde.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	2
1	Inleiding	4
2	Businesscasemodel	6
2.1	Beschrijving	6
2.2	Herkomst inputdata.....	6
2.3	Aannames.....	7
3	Beschrijving cases	12
3.1	Woning, referentie en zonnewarmtecases	12
3.2	Integratie van zonnewarmte in warmtenetten	17
4	Resultaten	20
4.1	Woning.....	20
4.2	Zonnewarmte gekoppeld aan warmtenet	28
5	Discussie en conclusie	32
5.1	Zonnewarmte in woningen	32
5.2	Zonnewarmte in combinatie met een warmtenet	33
5.3	Zonnewarmte in de energietransitie	34
5.4	Beleid voor zonnewarmte	37
6	Bijlagen	40
6.1	Energieprijzen.....	40
6.2	CO ₂ -emissies zonnewarmtevarianten woningen.....	41
6.3	Data zonnewarmtesystemen	43
	Dankwoord.....	48

1 Inleiding

De transitie naar een duurzame warmtevoorziening is in volle gang. Dit kan een goede kans bieden voor de groei van het aandeel zonnewarmte in de warmtevoorziening. TNO heeft in 2020 een aanzet voor een routekaart zonnewarmte geschreven, waarin werd vastgesteld dat er een significant technisch potentieel voor zonnewarmte is van ongeveer 10% van de warmtevraag. Eén van de in die studie geïdentificeerde knelpunten is de businesscase. Om een grotere bijdrage te kunnen leveren aan de energietransitie moet zonnewarmte kosteneffectief kunnen bijdragen aan duurzame energieproductie en aan aardgasvrije wijken. In dit rapport wordt een nadere beschouwing gemaakt van kostencomponenten van zonnewarmte in relatie tot andere duurzame energiebronnen. Om deze analyse overzichtelijk te houden leggen we de focus op twee cases: een tussenwoning met energielabel C met een bijbehorende ruimteverwarming en sanitair warmwater vraag en een warmtenet met en zonder (seizoens)opslag.

Volgens de cijfers van het CBS is er in 2021 ongeveer 34.000 m² zonnecollectoren geïnstalleerd. Dat oppervlak fluctueert jaarlijks met hoogtepunten in 2010 (47.000 m²) en 2019 (51.000 m²). De fluctuatie wordt met name veroorzaakt door systemen groter dan 6 m². In totaal werd in 2021 1171 TJ (325 GWh) zonnewarmte geproduceerd. Er zijn veel verschillende types zonnewarmtesystemen met grootten van 1,6 m² voor een kleine zonneboiler die bijdraagt aan de sanitair warm watervoorziening tot collectorvelden met 10-duizenden m² collectoroppervlak voor warmtelevering aan een warmtenet.

Zonnewarmte heeft een duidelijk productieprofiel met veel warmteopbrengst in de zomer en weinig in de winter. In woningen en utiliteitsbouw heeft de ruimteverwarmingsvraag echter een tegengesteld profiel met een hoge warmtevraag in de winter en nagenoeg geen warmtevraag in de zomer. De vraag voor sanitair warm water varieert weinig gedurende het jaar. Een zonnecollector is daarom deel van een systeem, waarbij vrijwel altijd naverwarming (zoals een aardgasketel of een (hybride) warmtepomp) wordt toegepast. Bij een typische dimensionering, produceert een zonneboiler ongeveer 50% van de warmte voor sanitair warm water. Bij ruimteverwarming is dit doorgaans veel minder. Een grote (seizoens)opslag voor warmte kan de zonnefractie verder verhogen. Daarbij kan de zonnefractie, dat wil zeggen het deel van de warmtevraag dat door zonnecollectoren wordt geproduceerd, bij een zeer grote opslag toenemen tot bijna 100% van de gehele warmtevraag.

In dit rapport is de keuze gemaakt om de focus te leggen op twee cases. De eerste is een tussenwoning met energielabel C en bijbehorende ruimteverwarmings- en sanitairwarmwatervraag. Voor deze case zijn twee referentiesystemen gedefinieerd: een HR-combiketel (aardgas) en een luchtwaterwarmtepomp (met boiler) en met zonnepanelen voor elektriciteitsopwekking. Er wordt gerekend met een bruto oppervlak van 20 m² dat beschikbaar is voor zonnewarmte of zonnepanelen. Aan de zonnewarmtekant worden de volgende scenario's doorgerekend en geanalyseerd:

- Een zonneboiler (2,5 tot 10 m²) produceert warmte voor de sanitair warmwatervraag. Naverwarming door een HR-combiketel of een luchtwaterwarmtepomp
- Een zonnecombisysteem (5 tot 20 m²) produceert warmte voor ruimteverwarming en sanitair warm water. Naverwarming door een HR-combiketel of een luchtwaterwarmtepomp
- Een PVT-warmtepompsysteem (15-20 m²), waarin met PVT-panelen warmte en elektriciteit wordt opgewekt als bron voor een brine-water warmtepomp
- Extra zonnestroompanelen (PV) tot een bruto oppervlak van 20 m²

De tweede case gaat over een warmtenet, waarbij zonnewarmte aangekoppeld wordt met alleen een kleine opslag (voor dag/nacht-variaties) of met een seizoensopslag. In de situatie zonder seizoensopslag levert zonnewarmte een relatief klein deel van de warmtevraag van het warmtenet (bijvoorbeeld 10%) en is er dus een grote andere warmtebron nodig (fossiel of hernieuwbaar). Een zonnewarmtesysteem met een seizoensopslag levert een groter aandeel van de warmtevraag maar heeft doorgaans ook een naverwarmingssysteem. De grote zonnewarmtesystemen voor warmtenetten in Denemarken leveren ongeveer 40 tot 60% van de warmtevraag, er zijn ook concepten die tot 80 a 100% van de warmtevraag leveren.

Er is een aantal maatschappelijke en financiële ontwikkelingen die de situatie voor zonnewarmte op korte termijn zouden kunnen veranderen:

- De aandacht voor de warmtetransitie
- De hoge prijzen voor aardgas en elektriciteit, in vergelijking met het verleden liggen de prijzen voor aardgas en elektriciteit dicht bij elkaar.
- Het verdwijnen van de salderingsregeling
- De mogelijke overbelasting van het elektriciteitsnet en de prijsfluctuaties door het jaar heen

Deze effecten kunnen we niet allemaal kwantitatief meenemen bij de analyse, maar zullen kwalitatief besproken worden. De rol van opslag in de energietransitie of de overbelasting van het elektriciteitsnet zijn zelf een volledige analyse met onzekerheidsanalyse waard, de focus van deze studie blijft op zonnewarmte.

In hoofdstuk 2 wordt de gebruikte methode toegelicht. In hoofdstuk 3 worden de cases voorgesteld die geanalyseerd worden en in hoofdstuk 4 worden de resultaten beschreven. Conclusies en discussie zijn te vinden in hoofdstuk 5, waarin besproken wordt wat de uitkomsten van deze studie kunnen betekenen voor de plek van zonnewarmte in de energietransitie in Nederland.

2 Businesscasemodel

2.1 Beschrijving

Om de businesscase van zonnewarmte te evalueren is een model opgesteld waarmee de effecten die nodig zijn voor een evaluatie van de verschillende varianten van en beleidsopties voor zonnewarmte doorgerekend kunnen worden. Het betreft een spreadsheetmodel, waarin voor twee typen van systeemconfiguraties de operationele kasstroom beschouwd wordt:

1. Configuraties waarin zonnewarmte als ondersteunende techniek in het systeem opgenomen is. Hierbij wordt de primaire verwarmingsfunctie ingevuld door een compleet verwarmingsstelsel (bijvoorbeeld een HR-combiketel, een hybride warmtepomp of een luchtwaterwarmtepomp, de 'referentie'), waarbij zonnewarmte als aanvullende techniek geplaatst kan worden ('referentie met zonnewarmte').
2. Configuraties waarbij het zonnewarmtesysteem soms in combinatie met een bijbehorende warmtepomp de verwarmingsfunctie invult. Dit betreft bijvoorbeeld het PVT-systeem (met water-waterwarmtepomp), relatief kleine warmtenetten met zonnewarmte en seizoenswarmteopslag (met een warmtepomp) en ook zonnewarmte als onderdeel van een groot warmtenet.

In het model zijn diverse beleidsparameters opgenomen die de businesscase beïnvloeden, zoals subsidies (ISDE, SDE++), belastingen en heffingen (energiebelasting, opslag duurzame energie), btw-tarieven (btw-tarief op energiedragers, materiaal, arbeid en op de investering voor zon-PV zijn apart te specificeren) en de terugleververgoeding voor elektriciteit uit PV en hoe met saldering van elektriciteit uit PV omgegaan wordt. Er wordt gerekend met vaste prijzen per kalenderjaar, fluctuerende prijzen door het jaar of zelfs over de dag worden niet meegenomen.

2.2 Herkomst inputdata

Voor de analyse is deels nieuwe informatie geëvalueerd, en deels gebruik gemaakt van bestaande informatie:

- Voor de zonnewarmtesystemen is informatie uit de markt verkregen via een aanvraag bij de leden van Holland Solar. Deze is aangevuld met een analyse van ISDE-aanvragen uit 2021, en waar nodig met gegevens uit de literatuur.
- Voor de referentietechnieken en vraagsectoren wordt aangesloten bij de literatuur, met name rapportages van het Planbureau voor de Leefomgeving (PBL).
- De prijsscenario's voor aardgas en elektriciteit zijn gebaseerd op recente documenten waarin rekening gehouden wordt met prijseffecten tot ongeveer april 2022

2.3 Aannames

Prijsscenario's voor aardgas en elektriciteit

Eind 2021 zijn de prijzen voor energie gestegen, en in 2022 heeft deze trend zich voortgezet, waardoor op het moment van schrijven de energieprijzen hoog zijn ten opzichte van voorgaande jaren. Het prijsniveau is zelfs zo hoog dat er op nationaal en Europees niveau nagedacht plannen zijn gepubliceerd over hervormingen van de energiemarkt, over maatregelen tegen overwinsten en tegen energiearmoede. Het besparen van aardgas en elektriciteit is daarbij één van de beleidsopties.

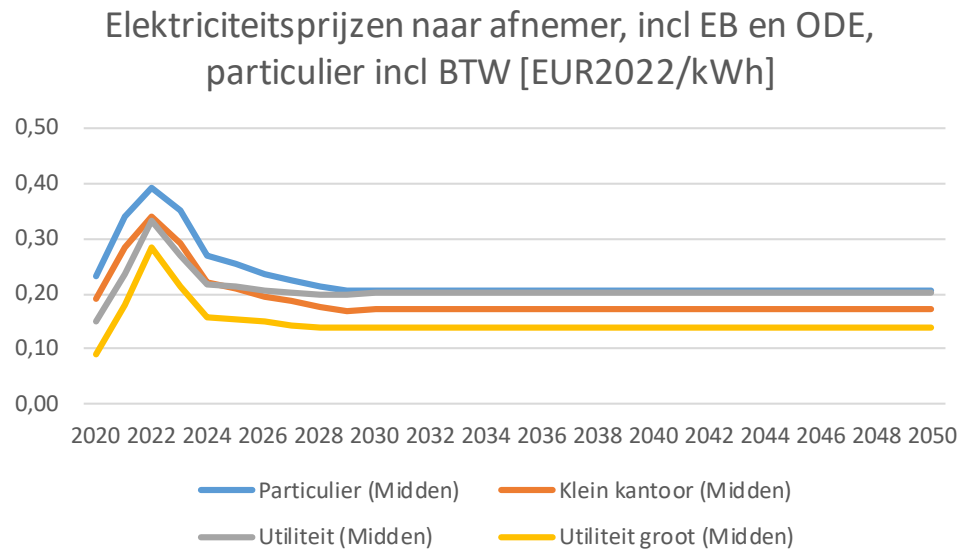
De huidige hoge prijzen voor fossiele energie maken zonnewarmte aantrekkelijker, omdat daarmee minder aardgas en/of elektriciteit gekocht hoeft te worden. Een onzekerheid daarbij is hoe de energieprijzen zich de komende jaren zullen gaan ontwikkelen. Dat is een belangrijke factor die de businesscase van zonnewarmte beïnvloedt.

In dit rapport is aangesloten bij bestaande studies waarin aannames gedaan worden voor de ontwikkeling van de energieprijzen. De veronderstelling daarbij is dat de huidige prijspiek na enige tijd weer zal verdwijnen en dat het gemiddelde prijsniveau stabiliseert op een niveau van vóór de energiecrisis. Er wordt wel uitvoering gegeven aan het beleidsvoornemen (Coalitieakkoord 2021) om de energiebelasting te verschuiven van elektriciteit naar aardgas.

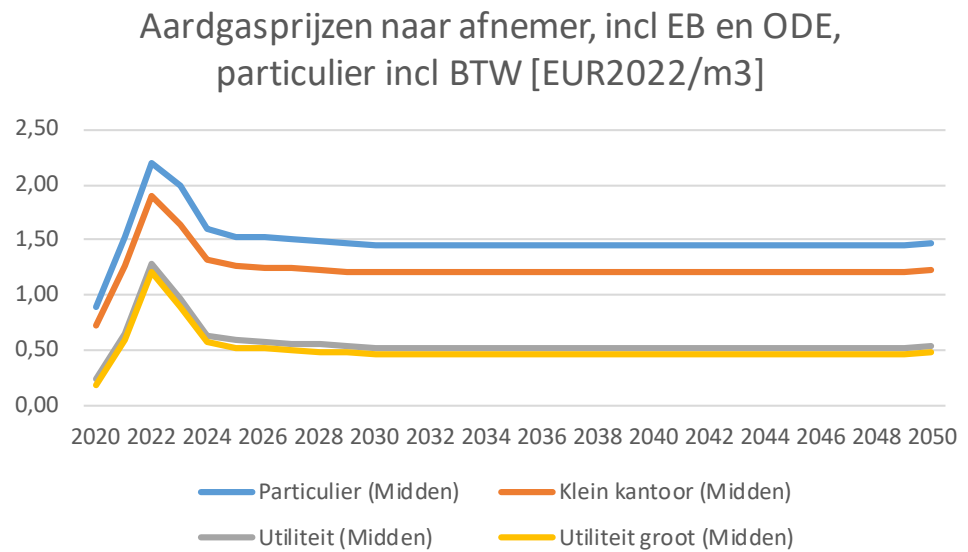
Voor elektriciteit baseren we ons op een publiek TNO-rapport waarin een schatting van de elektriciteitsprijs gemaakt is¹. De elektriciteitsprijzen worden hierin gekoppeld aan de gasprijzen uit een (intern) document van de Europese Commissie (26 april 2022), waarin suggesties gedaan worden aan energiemodelleers voor het maken van projecties voor de groothandelsprijs van aardgas. Dat document is geen prognose, maar een hulp bij scenariostudies in deze tijden met hoge en volatiele prijzen. In het genoemde TNO-rapport worden ook aannames gedaan voor de ontwikkeling van de energiebelasting, waarbij we hier aansluiten. Voor de aardgasprijs zijn bovendien nog eigen aannames gedaan voor sommige kostencomponenten boven op de groothandelsprijs. De resulterende prijzen worden in onderstaande figuren weergegeven.

De verwachting is dat de lange termijn prijzen voor aardgas voor particulieren per kWh ongeveer 20% lager liggen dan die van elektriciteit. In het verleden lag de verhouding anders, met een veel lagere kWh-prijs van aardgas ten opzichte van elektriciteit.

¹ *Update effect afbouw salderingsregeling op de terugverdientijd van investeringen in zonnepanelen*, TNO 2022, P11095, 8 juni 2022



Figuur 2.1 Aanname voor de elektriciteitsprijzen, zie toelichting in de tekst



Figuur 2.2 Aanname voor de gasprijzen, zie toelichting in de tekst

Beleid

Voor het doorrekenen van de businesscase zijn de beleidsparameters in het begin van de analyseperiode zo veel mogelijk gelijkgesteld aan de waardes uit medio 2022, maar voor de toekomstige ontwikkeling ervan hebben we aannames moeten doen. Een overzicht van de beschouwde beleidsparameters wordt hieronder met korte toelichting weergegeven

Subsidies

Voor de ISDE-subsidie is zo veel mogelijk uitgegaan van de subsidies die gelden vanaf 1 januari 2022, zoals weergegeven in de apparatenlijst zonneboilers van RVO². Dit betekent subsidiebedragen vanaf 1400 tot 6000 euro per systeem (voorsystemen van 2,5 tot 20 m²). Ook warmtepompen kunnen aanspraak maken op ISDE. Voor de hybride warmtepomp is een investeringssubsidie van 2000 euro aangenomen, voor all-electric warmtepompen 3000 euro. Voor brine warmtepompen (die in combinatie met PV-thermische systemen gebruikt worden) 4200 euro.

Voor SDE++ is voor zonnewarmte aangesloten bij de bestaande categorie-indeling, dit betekent voor projecten tussen 140 kW en 1 MW een basisbedrag van 0,0949 €/kWh_{th} en voor categorieën boven 1 MW een basisbedrag van 0,0808 €/kWh_{th}. Deze basisbedragen worden gecorrigeerd met een correctiebedrag. De toekomstige correctiebedragen zijn niet bekend, en daarom worden deze in de analyse berekend op basis van de formule die voor de correctiebedragen gebruikt wordt, op basis van de gasprijs (belastingenschijf 2 voor grote projecten kleiner dan een MW en belastingenschijf 3 voor projecten daarboven, ter indicatie voor 2030: 0,061 en 0,055 €/kWh_{th}).

Emissiehandel (European Union Emissions Trading System (EU ETS))

Warmtenetten kunnen de waarde van de geproduceerde warmte verhogen door ETS-certificaten te verkopen. De voorlopige ETS-waarde voor 2022 is 0,0093 €/kWh_{th} (RVO³).

Belastingen: energiebelasting, opslag duurzame energie

Deze verschillen per energieverbruik en zijn afhankelijk van de belastingenschijven. Zie paragraaf 2.2 voor de herkomst van deze data. Er geldt een vrijstelling voor de energiebelasting, afgestemd op de basisbehoefte aan energie. In 2022 bedraagt deze 682 euro (exclusief btw). Deze nemen we niet mee in de analyse.

Belastingen: btw-tarieven

Btw wordt betaald door huishoudens. In 2022 is als maatregel tegen energiearmoede een tijdelijk verlaagd btw-tarief op aardgas en elektriciteit afgekondigd (voor de periode 1 juli – 31 december 2022). In de analyse nemen we dit vanwege praktische redenen niet mee, waardoor we uitgaan van een startjaar dat geen tijdelijk afwijkend btw-tarief kent. Deze staan op de huidige waardes: 21%. Voor het zonnestroomsysteem (zon-pv) is het btw-tarief op de investering 0%,

² ISDE Apparatenlijst Zonneboilers 2022, RVO, 28 februari 2022
<https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022/03/ISDE%20-%20Apparatenlijst%20Zonneboilers%2028%20februari%202022.pdf>

³ Brochure RVO, SDE++ 2022, Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie, Openstelling van 28 juni t/m 6 oktober 2022, https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022-05/Brochure_SDE_plus-plus-2022.pdf

zowel voor het materiaal als voor de arbeid. Dit voordeel voor zon-pv nemen we mee.

Saldering van elektriciteit uit PV

De salderingsregeling is (naar verwachting) t/m 2024 volledig van kracht. Dat betekent dat de door zon-pv teruggeleverde elektriciteit verrekend wordt met het totale jaarverbruik. Er zijn daarbij drie hoeveelheden elektriciteit van belang: a.) gelijktijdig verbruik (de vermeden kosten zijn daarbij identiek aan het elektriciteitsstarief – wij nemen 30% gelijktijdigheid aan), b.) het gedeelte van de opgewekte elektriciteit tot maximaal het totale eigen verbruik en c.) alle elektriciteit die teruggeleverd wordt boven het totale eigen verbruik. De kern van de salderingsregeling is deel b. Tot 2025 mag de teruggeleverde elektriciteit verrekend worden met het totale verbruik, waardoor de waarde, ondanks het feit dat er geen gelijktijdigheid van opwekking en vraag is, gelijkgesteld kan worden aan het elektriciteitsstarief. Vanaf 2025 wordt de salderingsregeling naar verwachting afgebouwd, waardoor een steeds groter deel van de opgewekte elektriciteit alleen nog het teruglevertarief ontvangt, tot de regeling vanaf 2031 geen verrekening meer toestaat. Voor dit terugleveren (onder deel b), en ook voor de laatstgenoemde hoeveelheid (c.) geldt een teruglevertarief, dat op dit moment verschilt per energieleverancier. Blijkens een recent onderzoek van de Consumentenbond⁴ varieert het teruglevertarief bij verschillende energieleveranciers tussen 11% en 109% van het kale levertarief. Op termijn kan er een minimumwaarde aan het teruglevertarief afgekondigd worden. Wij rekenen met 80% van het lange termijn kale elektriciteitsstarief van 0,109 €/kWh_{el}, dus 0,087 €/kWh_{el}.

CO₂-emissie

De cases die in dit rapport doorgerekend worden hebben een energieverbruik wat bestaat uit elektriciteit, aardgas of een combinatie ervan. Deze energiedragers worden elk omgerekend naar een hoeveelheid uitgestoten CO₂. Hierbij wordt voor elektriciteit de toekomstige ontwikkeling van de Nederlandse productiemix voor elektriciteit meegenomen. Omdat de elektriciteitsmix in de toekomst veel duurzamer wordt, neemt de hoeveelheid uitgestoten CO₂ per kWh_{el} daarbij naar verwachting sterk af. Tabel 2.1 geeft de kentallen voor twee methodes om de vermeden CO₂-uitstoot te kwantificeren: de referentieparkmethode en de integrale methode. De referentieparkmethode gaat uit van de centrale elektriciteitsproductie uit aardgas, kolen en kernenergie, uitgezonderd die centrales waarbij de warmteproductie groter is dan 20 procent van de brandstofinzet. De integrale methode gaat uit van de totale (hernieuwbare plus niet hernieuwbare) elektriciteitsproductie in verhouding tot de aan elektriciteit toegerekende inzet van aardgas, kolen en kernenergie. Elektriciteit uit afvalverbrandingsinstallaties en restgassen wordt niet meegenomen.⁵ Voor de emissiefactor van aardgas is er geen significante tijdsafhankelijkheid. We rekenen met een emissiefactor⁶ van 56,5 kg CO₂/GJ ofwel 0,20 kg CO₂/kWh_{th}.

⁴ <https://www.consumentenbond.nl/nieuws/2022/consumentenbond-wil-minimum-terugleververgoeding-voor-zonnestroom> (22 augustus 2022)

⁵ Meer info in CBS : <https://www.cbs.nl/nl-nl/achtergrond/2022/05/rendementen-en-co2-emissie-van-elektriciteitsproductie-in-nederland-update-2020>

⁶ Nederlandse Emissieautoriteit (januari 2022)

<https://www.emissieautoriteit.nl/onderwerpen/monitoring-emissies/documenten/publicatie/2022/01/11/publicatie-standaard-emissiefactor-aardgas-2022>

Tabel 2.1 CO₂-emissiefactor (kg CO₂/kWh) voor elektriciteit bij de gebruiker, berekend op basis van de calorische onderwaarde van de gebruikte brandstoffen. Bron: KEV⁷ 2021.

	2025	2030	2040
Volgens referentieparkmethode	0,56	0,31	0,37
Volgens integrale methode	0,21	0,09	0,05

Inflatie, analyseperiode en discontovoet

In verband met sterke inflatie in 2022, worden de volgende aannames gedaan: voor 2022 gebruiken we een prognose van de kerninflatie van 3,6% (bron: Economische Ontwikkelingen en Vooruitzichten DNB - juni 2022). Voor 2023 en verder nemen we een inflatie aan van 2,0% (bron: HICP 'langere termijn' volgens ECB, 2022 Q1). De analyseperiode voor de businesscase is 20 jaar en we rekenen met een discontovoet van 4%. Deze discontovoet verdisconteert het investeringsrisico en de inflatie. De reële discontovoet is daarmee lager, waarmee we een laag risico veronderstellen bij het investeren in warmtesystemen.

Modelresultaten

Als resultaten van het businesscasemodel definiëren we de *total cost of ownership* (TCO), wat verwijst naar alle kosten in het project, zoals investeringen (materiaal en arbeid), subsidie, onderhoud, inkoop energie en belastingen en btw. Tevens presenteren we de *levelized cost of energy* (LCoE): de gemiddelde kosten per kWh warmteverbruik. Ook bepalen we de totale emissie van CO₂ over de analyseperiode.

⁷ Klimaat- en Energieverkenning 2021, Planbureau voor de Leefomgeving (PBL), Den Haag, 2021, PBL-publicatienummer: 4681, <https://www.pbl.nl/publicaties/klimaat-en-energieverkenning-2021>

3 Beschrijving cases

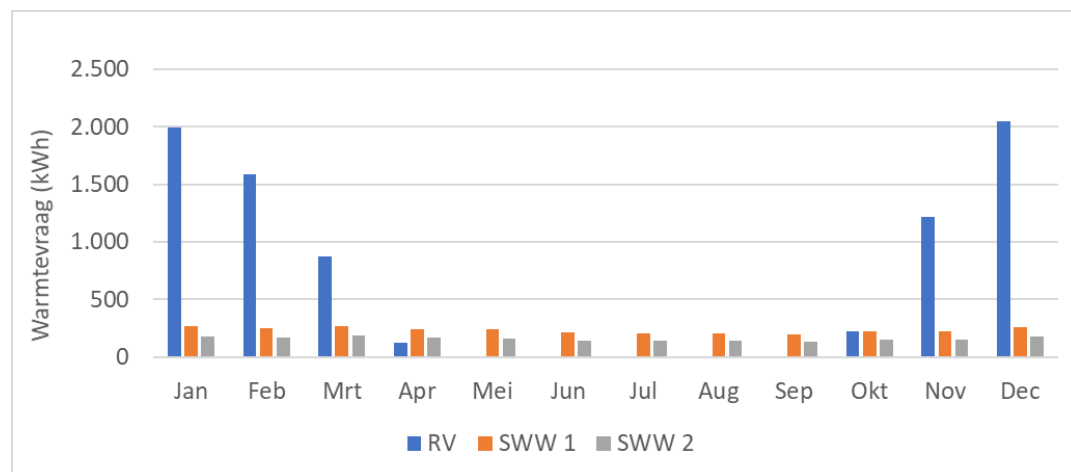
3.1 Woning, referentie en zonnewarmtecases

3.1.1 Definitie van warmtevraag en randvoorwaarden

Als referentiewoning is gekozen voor een tussenwoning met energielabel C. Woningen met energielabel C komen het vaakst voor in Nederland⁸. Door een veelvoorkomend type woning te kiezen, worden de resultaten inzichtelijker en zijn deze beter te begrijpen. De woning heeft een grootte van 120 m². De ruimteverwarmingsvraag voor deze woning wordt bepaald op basis van het (gemeten) aardgasverbruik van tussenwoningen met energielabel C⁹. Dit leidt tot een aardgasvraag van 1229 m³ aardgas, in energie uitgedrukt is dat 38,9 GJ of 10805 kWh (zonder gas voor koken). Van de aardgasvraag is ca. 300 m³, afkomstig voor warm tapwatergebruik voor bijvoorbeeld douchen en schoonmaken¹⁰. De efficiëntie van warmwaterbereiding door met een HR-ketel is ongeveer 72%¹¹, dit leidt tot een warm tapwatervraag van 6,8 GJ of 1899 kWh (warmtevraag SWW 2). De ruimteverwarmingsvraag is dan 29,4 GJ of 8167 kWh. In dit geval bestaat 19% van de warmtevraag uit sanitair warm water.

Daarnaast nemen we de opbrengst van een standaard L profiel zonneboiler mee met een warmtevraag van 2799 kWh. In dit geval is 26% van de warmtevraag afkomstig van warm tapwater (warmtevraag SWW 1).

Figuur 3.1 laat het warmteverbruik over de verschillende maanden van het jaar zien. Waar de sanitair warm watervraag redelijk constant blijft, vindt de ruimteverwarming met name tussen november en maart plaats.



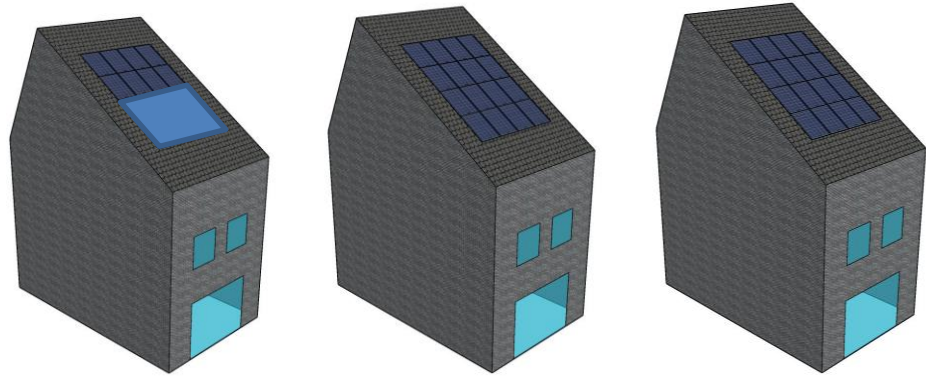
Figuur 3.1. Warmtevraagverdeling over het jaar, met in blauw de ruimteverwarmingsvraag (RV) en in oranje en grijs de twee scenario's voor sanitair warm water (SWW). Profiel over het jaar via Polysun software met weerprofiel Eindhoven.

⁸ [Energie labels van woningen, 2010 - 2019 | Compendium voor de Leefomgeving \(clo.nl\)](#)

⁹ [Aardgaslevering vanuit het openbare net; woningkenmerken \(cbs.nl\)](#)

¹⁰ WoON, 2018 met bewerkingen van TNO

¹¹ [Functioneel Ontwerp Vesta MAIS 5.0 \(pbl.nl\)](#), tabel B.3 (1)



Figuur 3.2: Illustratie van een tussenwoning met zonnewarmte en PV (links), alleen PV (midden) en alleen PVT (rechts)

We gaan ervan uit dat er 20 m² bruto oppervlak voor zonne-energie op het zuid-dak beschikbaar is. Dit leidt tot verschillende delen van dit oppervlak voor PV, zonnewarmte en PV thermisch (PVT) (zie ook figuur 3.2).

3.1.2 *Het referentiesysteem*

Er zijn verschillende referentiesystemen gedefinieerd:

- Een HR-combiketel op aardgas met zonnepanelen voor elektriciteitsopwekking. Het oppervlak voor zonnepanelen in de referentie is 20 m² met een vermogen van 4 kWp
- Een hybride combiketel (HR-combiketel gecombineerd met luchtwaterwarmtepomp) met 20 m² (4 kWp) zonnepanelen.
- Een luchtwaterwarmtepomp met zonnepanelen. Standaard 20 m² PV.

De kosten en efficiëntie getallen voor de referentietechnieken zijn afkomstig uit het Dashboard Eindgebruikerskosten van het Expertise Centrum Warmte¹² en het PBL rapport 'Functioneel Ontwerp' van Vesta MAIS¹³ en worden weergegeven in tabel 3.1.

¹² Dashboard Eindgebruikerskosten van het Expertise Centrum Warmte, 2 maart 2022, <https://expertisecentrumwarmte.nl/eindgebruikerskosten>

¹³ Functioneel Ontwerp Vesta MAIS 5.0, Den Haag, 2021, PBL-publicatienummer: 4583, <https://www.pbl.nl/sites/default/files/downloads/pbl-2021-functioneel-ontwerp-vesta-mais-5.0-4583.pdf>

Tabel 3.1 Parameters voor de referentiesystemen

	Eenheid	Aardgas HR- combi- ketel	Hybride Aardgas HR- combiketel	Warmte- pomp (Lucht - Water)
Levensduur techniek	jaar	15	15	15
Totale investeringskosten installatie warmtelevering	€	1776	4940	8478
Aardgas rendement sanitair warm water		72%	72%	
Aardgas rendement ruimteverwarming label C		104%	104%	
Elektrisch rendement sanitair warm water			220%	220%
Elektrisch rendement ruimteverwarming label C			320%	339%
Aandeel elektrisch op totaal sanitair warm water			10%	
Aandeel elektrisch op totaal ruimteverwarming			78%	
Dimensionering hybride warmtepomp basislast			40%	
PV-oppervlak (bruto)	m ²	20	20	20
PV-vermogen per m	kWp	0,2	0,2	0,2
PV kosten (geïnstalleerd)	€/kWp	1200	1200	1200
PV-opbrengst	kWh/kWp per jaar	900	900	900

De referentiekosten voor een PV systeem voor een woning zijn 1200 €/kWp, de omvormer wordt na 13 jaar vervangen.

3.1.3 Zonnewarmtesystemen

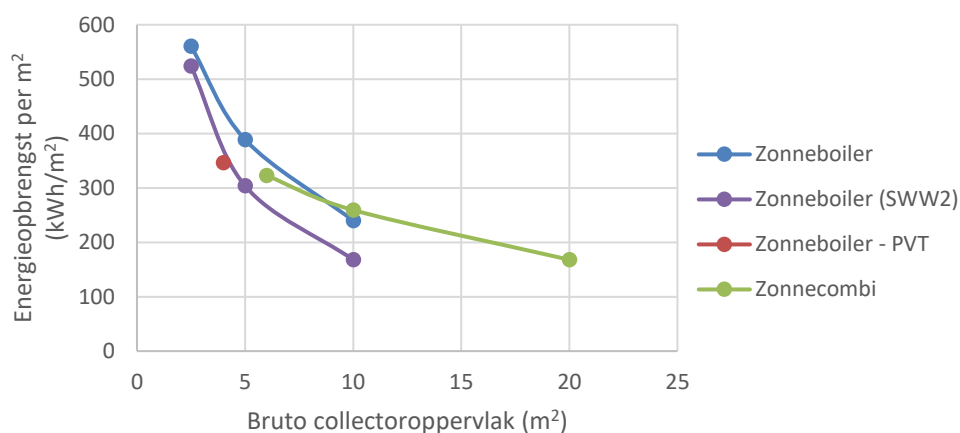
Voor een woning bestuderen we drie verschillende typen zonnewarmtesystemen, een zonneboiler, een zonnecombisysteem en een PVT-systeem als bron voor een warmtepomp.

Een zonneboiler produceert warmte voor sanitair warm watergebruik. Een zonneboiler bestaat onder meer uit één of meerdere zonnecollectoren, een boilervat en een naverwarmer. Voor de cases gaan we uit van zonneboilers met een bruto collectoroppervlak van 2,5, 5 en 10 m² en een zonneboiler met een PVT-collectoroppervlak van 4 m². De energieopbrengst is voor de systemen met referentie sanitair warmwaterverbruik 1 (2799 kWh) bepaald op basis van ISDE-energieopbrengstgegevens voor zonneboilers uit de ISDE-factuuranalyse (zie paragraaf 2.2) voor een passend oppervlak. De ISDE-energieopbrengst wordt berekend met de SOLCAL 2017 methode, deze data hebben we geverifieerd met simulatiesoftware Polysun. Voor systemen met een ander referentieverbruik voor SWW zijn de opbrengsten gesimuleerd met Polysun. De kostendata zijn bepaald op basis van verkregen kostendata uit de ISDE-analyse voor systemen met een vergelijkbaar oppervlak (en gecorrigeerd naar het juiste oppervlak). Er zijn twee kostenscenario's, de gemiddelde prijs en een 20% lagere prijs. Het resterende oppervlak (tot 20 m²) wordt gevuld met PV. In de ISDE-analyse is een duidelijke spreiding van prijzen voor zonnewarmtesystemen te zien. Het gemiddelde is de huidige referentie. Maar er zijn ook systemen die goedkoper zijn of op termijn

goedkoper kunnen worden door bijvoorbeeld innovaties of door middel van synergievoordelen met een warmtepomp. We hebben hier voor twee scenario's (gemiddeld en -20%) gekozen om te laten zien wat de hoogte van de investering voor zonnewarmte doet voor de businesscase.

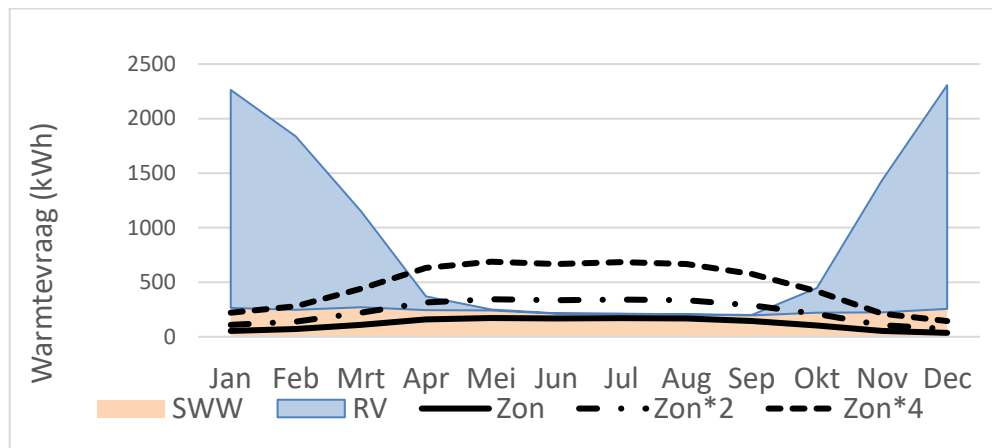
Een zonnecombisysteem produceert warmte voor zowel warm tapwater als voor ruimteverwarming. Er zijn systemen gedefinieerd met een bruto collectoroppervlak van 6, 10 en 20 m². De kosten zijn geschat op basis van de ISDE-analyse. De energieopbrengst is gemodelleerd met Polysun. Zowel een zonneboiler als een zonnecombisysteem ontvangt ISDE-subsidie.

Figuur 3.3 laat de energieopbrengst per m² bruto collectoroppervlak zien in vergelijking met het bruto collectoroppervlak voor de verschillende systemen. Een groter collectorveld leidt tot een lagere energieopbrengst per m² omdat de zonnefractie voor bepaalde dagen, weken of maanden in de zomer al 100% is. Extra kWh's kunnen daarom niet meer extra bijdragen. Dit blijkt ook uit Figuur 3.4, waarin de warmtevraag staat afgebeeld en de energieopbrengst van een zonnecollector van 2,5 m². Daarnaast worden niet begrensde opbrengsten voor een zonneboiler van 5 en 10 m² afgebeeld. De zonnefractie laat zien welk deel van de warmtevraag met zonne-energie voorzien wordt. De rest is van de naverwarmer.¹⁴ Figuur 3.5 laat de zonnefractie voor verschillende systemen en oppervlakken zien. Hoe lager de warmtevraag is, hoe hoger de zonnefractie. De bijdrage van een zonnecombisysteem aan ruimteverwarming is beperkt, aangezien een zeer groot deel van de ruimteverwarmingsvraag in de winter plaats vindt (zie ook figuur 3.4).

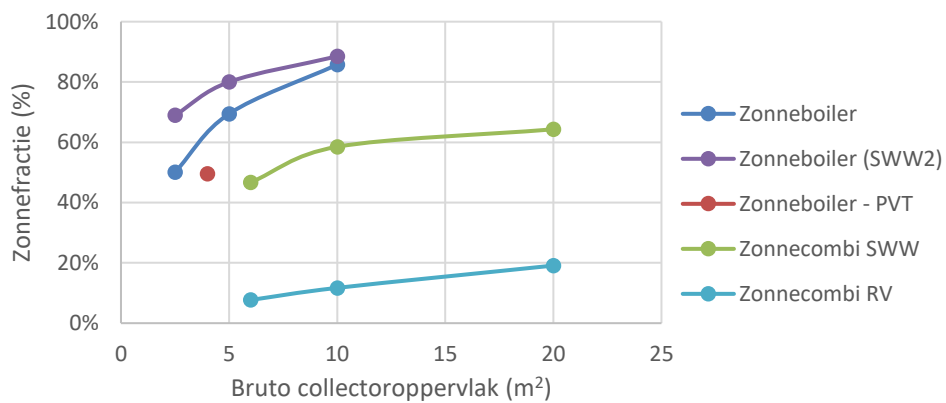


Figuur 3.3 De energieopbrengst voor SWW per m² collectoroppervlak. Het is duidelijk te zien dat een groter systeem leidt tot een minder hoge opbrengstenergieopbrengst per m².

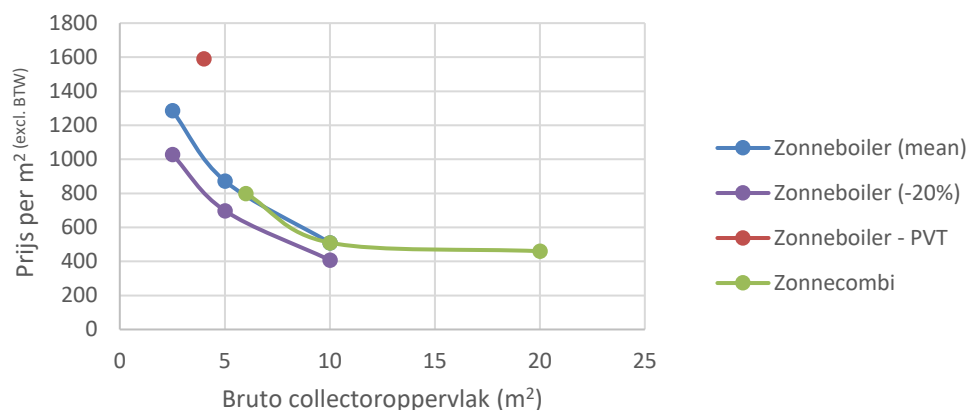
¹⁴ Dit is nog enigszins complexer door warmteverliezen van leidingen en het boiler vat



Figuur 3.4 Warmtevraag door het jaar voor sanitair warm water (SWW, oranje) en ruimteverwarming (RV, blauw). De doorgetrokken zwarte lijn is een zonnecollector van 2,5 m². Zon*2 is twee maal zo hoog, dat wil zeggen dat dit de opbrengst voor een 5 m² collector is die niet beperkt wordt door de warmtevraag in de zomer. Dat wordt deze wel, zie figuur 3.3 en 3.5.



Figuur 3.5 Zonnefractie voor sanitair warm water of ruimteverwarming (alleen Zonnecombi RV)



Figuur 3.6 Prijs per m² bruto collectoroppervlak voor verschillende systemen (excl. btw)

Als laatste laat figuur 3.6 zien dat de specifieke prijs voor grotere systemen daalt. De zonneboiler en zonnecombisystemen hebben één van de referentietechnieken als naverwarming: een HR-combiketel, een hybride warmtepomp of een luchtwaterwarmtepomp. Daarnaast hebben deze systemen een totaal oppervlak van het dak voor zonnewarmte en zonnepanelen van 20 m².

Naast de hierboven genoemde zonneboiler en zonnecombisysteem is de derde configuratie voor de woning een systeem waar de warmte uit (onafgedekte) PVT-collectoren gebruikt wordt als bronwarmte voor een water-waterwarmtepomp. Deze warmte is niet alleen zonnewarmte, maar ook omgevingswarmte. Voor dit type systeem zijn twee varianten doorgerekend met een bruto oppervlak van 15 m² PVT plus 5 m² PV of 20 m² PVT en een water-waterwarmtepomp. De kosten voor de PVT-warmtepompsystemen zijn vastgesteld op basis van (meerdere) offertes. De rendementen voor de warmtepomp zijn vastgesteld op basis van (meerdere) gelijkwaardigheidsverklaringen¹⁵. Het rendement voor warm tapwater is 300%, het rendement voor ruimteverwarming 430%. Er is ISDE-subsidie voor de warmtepomp van 4200€.

3.2 Integratie van zonnewarmte in warmtenetten

3.2.1 Definitie van warmtevraag en randvoorwaarden

(Nieuwe) warmtenetten kunnen een belangrijke rol gaan spelen bij de toekomstige energietransitie. We richten ons bij deze studie op de integratie van zonnewarmte bij middentemperatuurwarmtenetten, dat wil zeggen warmtenetten met een aanvoertemperatuur boven de 65°C (bijvoorbeeld 70-50). De twee cases die we presenteren betreffen warmtenetten voor woningen en utiliteit. Daarbij worden twee schaalgroottes beschouwd:

- Groot zonnewarmteveld met alleen dag/nachtopslag voor een groot warmtenet met een bruto oppervlak van 50.000 m². We gaan ervan uit dat alle warmte die de collectoren produceren direct nuttig gebruikt kan worden. Dat betekent dus

¹⁵ [Bureau Controle en Registratie Gelijkwaardigheid | BCRG](#)

dat de hoeveelheid warmte die in de zomer geproduceerd wordt vrijwel altijd 'nuttig' gebruikt kan worden door de gebruikers van het warmtenet.

- Zonnewarmteveld met seizoensopslag voor een klein warmtenet met een bruto oppervlak van 2300 m². Dit zonnewarmteveld heeft een grote seizoensopslag en levert warmte aan ongeveer 70 woningen, die qua warmtevraag vergelijkbaar met de energielabel C woning die eerder in dit rapport beschreven zijn. De totale warmtevraag van die geleverd wordt is 840 MWh.

Hierbij kijken we naar de kosten van de warmteopwekking, inclusief opslag, maar zonder de kosten van het warmtenet mee te nemen. De vergelijking vindt dus plaats op het niveau van de aanbodbronnen.

3.2.2 *Het referentiesysteem*

Voor referentiekosten wordt uit praktische redenen een vergelijking met aardgas gemaakt. Het referentiesysteem voor beide cases is een aardgasketel. In het eerste geval is dat een ketel van ruim 11,7 MW en in het tweede geval een ketel van 441 kW. In Tabel 3.2 worden kentallen voor de referentie gepresenteerd. Het kostencijfer van 80 €/kW voor de referentietechniek komt uit PBL-rapport 'Functioneel Ontwerp' van Vesta MAIS 5.0¹⁶, en voor de verbrandingsefficiëntie nemen we 90% aan.

	Eenheid	Aardgasketel
Levensduur techniek	jaar	15
Specifieke investeringskosten installatie warmtelevering	€/kW	80
Aardgas rendement (aanname)		90%

Tabel 3.2 Kentallen referentiesysteem bij warmtenetten

3.2.3 *Zonnewarmtesystemen*

De zonnewarmte die wordt ingevoerd in het warmtenet wordt opgewekt door een groot collectorveld. De bijbehorende zonnefractie is afhankelijk van de seizoensopslagcapaciteit in het systeem. In bijvoorbeeld Denemarken en Duitsland is een aantal grote tot zeer grote zonnewarmte installaties in bedrijf, vaak met een zonnefractie van 40-50% bij toepassing van een seizoensopslag of met een zonnefractie van 7-20% bij een dag/nachtopslag¹⁷. Een dag/nachtopslag heeft een grootte van ca. 20 tot 100 l / m² collectoroppervlak. Bij seizoensopslag gaat het vaak om meer dan een kuub opslag per m² collectoroppervlak. De kosten voor Deense systemen zijn ca. 36€/MWh voor systemen met een dag/nachtopslag tot 49€/MWh voor systemen met seizoensopslag. IRENA beschrijft in een rapport¹⁸ uit

¹⁶ Functioneel ontwerp Vesta-MAIS 5.0, Achtergrondstudie, Planbureau voor de Leefomgeving, 13 april 2021, [Functioneel Ontwerp Vesta MAIS 5.0 \(pbl.nl\)](https://pbl.nl/publicaties/functioneel-ontwerp-vesta-mais-5.0)

¹⁷ Tschopp et al., 2020. Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114997>

¹⁸ [Renewable Power Generation Costs 2020 \(irena.org\)](https://www.irena.org/publications/2020/04/renewable-power-generation-costs-2020)

2021 een leercurve voor grote zonnearmtesystemen. De genoemde bronnen en de aannames in deze variant voor zonnearmte liggen allemaal in hetzelfde bereik.

Er zijn twee cases gemaakt voor de zonnearmtesystemen:

- *Een warmtenet met een lage zonnefractie en dag/nacht opslag*
Voor het warmtenet gebruiken we een systeem van 35 MW_{th}, dat wil zeggen een apertuuroppervlak van 50.000 m². Daarnaast sluiten we aan bij SDE+ data voor de kosten van €294 / m². Dit ligt in lijn met de resultaten van het onderzoek van IRENA. De opbrengstinschatting op basis van literatuurbronnen en SDE+ data is 400 kWh/ m². De opbrengst is lager dan bij bijvoorbeeld kleine zonneboilers, omdat het warmtenet op een hogere temperatuur bedreven wordt en de zonnecollector dus ook op een hogere temperatuur warmte moet leveren.
- *Een warmtenet met een seizoensopslag en een zeer hoge zonnefractie >80%*
We kiezen voor een systeem van 1 MW, dat wil zeggen een apertuuroppervlak van 1430 m² of bruto-oppervlak van 2300 m² met een opslag van 2,5 m³ per m² apertuuroppervlak van de collector. Voor het systeem (inclusief collectoren en opslag) rekenen we 1000 €/m² met een zonnefractie van ca. 80%. Een tweede berekening wordt gedaan met 20% lagere kosten, door innovatie.

De kosten van het warmtenet blijven in beide varianten buiten beschouwing.

4 Resultaten

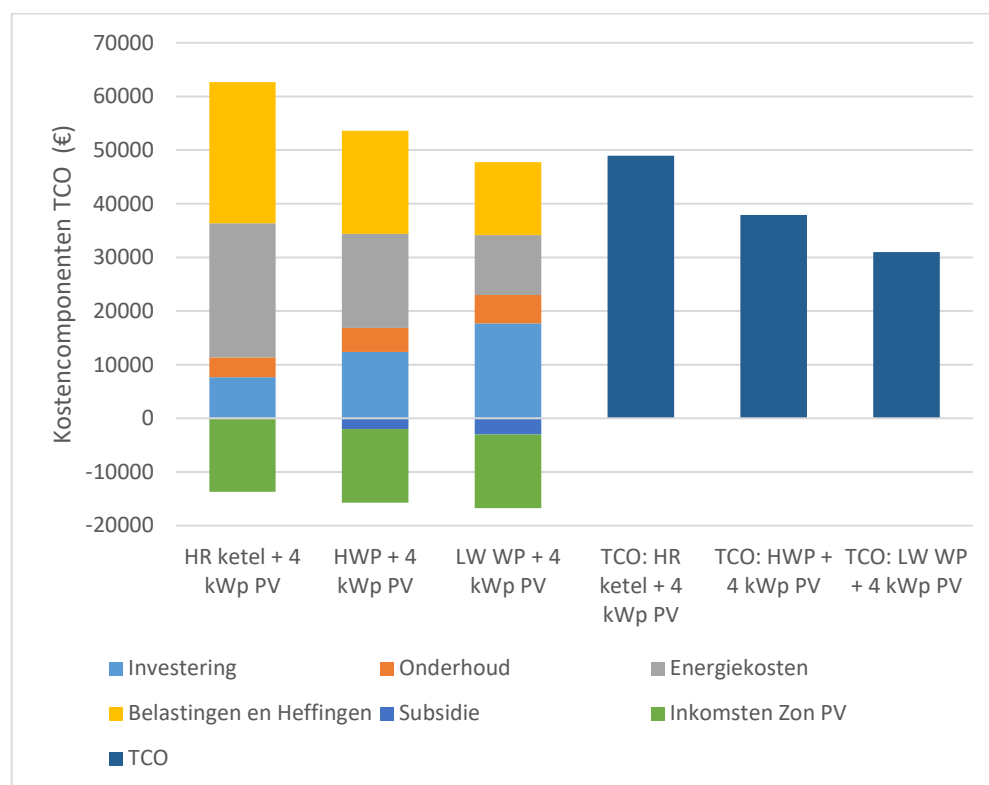
4.1 Woning

De resultaten die hier besproken worden zijn voor een sanitair warm waterverbruik van 2799 kWh_{th}. Als dit het lagere warm waterverbruik van 1899 kWh_{th} betreft, wordt dit vermeld. De trends voor beide warmteverbruiken zijn hetzelfde, de waarden zijn iets anders.

4.1.1 *Referentiesysteem*

De resultaten voor de referentiesystemen voor de gehele levensduur (20 jaar) van het systeem en de analyseperiode van de businesscase staan in Figuur 4.1. De figuur laat aan de linkerkant de kostencomponenten zien uit de Total Cost of Ownership (TCO) voor de HR-combiketel, de hybride warmtepomp en de lucht-water (LW) warmtepomp (WP), allen met 4 kWp zonnepanelen (20 m²). In deze kostencomponenten zitten ook opbrengsten uit zon-pv, voornamelijk de teruggeleverde elektriciteit die tegen een terugleververgoeding verkocht wordt, als ook vermeden inkoopkosten uit salderen of direct verbruik. Voor de lucht-water warmtepomp en de hybridewarmtepomp is er bovendien subsidie beschikbaar. Wanneer de opbrengstcomponenten verrekend worden met de kostencomponenten blijft de netto TCO over, dat zijn de drie blauwe staven rechts in de figuur. Het systeem met de lucht-water warmtepomp heeft een netto TCO van 31 k€. Dat is veel gunstiger dan de HR-combiketel met een TCO van 49 k€. Zonder het PV-systeem zou de TCO ongeveer 7 k€ hoger liggen.

De LCOE is €0,153/kWh_{th} voor de lucht-water warmtepomp met PV en €0,17 voor de HR-combiketel. Ook hierop zijn de invloed van inflatie en discontovoet significant.



Figuur 4.1 Kostencomponenten van de Total Cost of Ownership (TCO) voor referentiescenario's HR-combiketel, hybride warmtepomp en lucht-water warmtepomp, allemaal met een 4 kWp PV-systeem gevolgd door drie staven met de netto TCO voor deze systemen. De kosten voor verschillende kostencomponenten van de TCO staan links, TCO staat rechts.

4.1.2 Zonnepanelen op woningen

De resultaten voor de businesscase zonnepanelen op woningen staan op de volgende pagina's.

Referentiesysteem HR-combiketel met 4 kWp PV

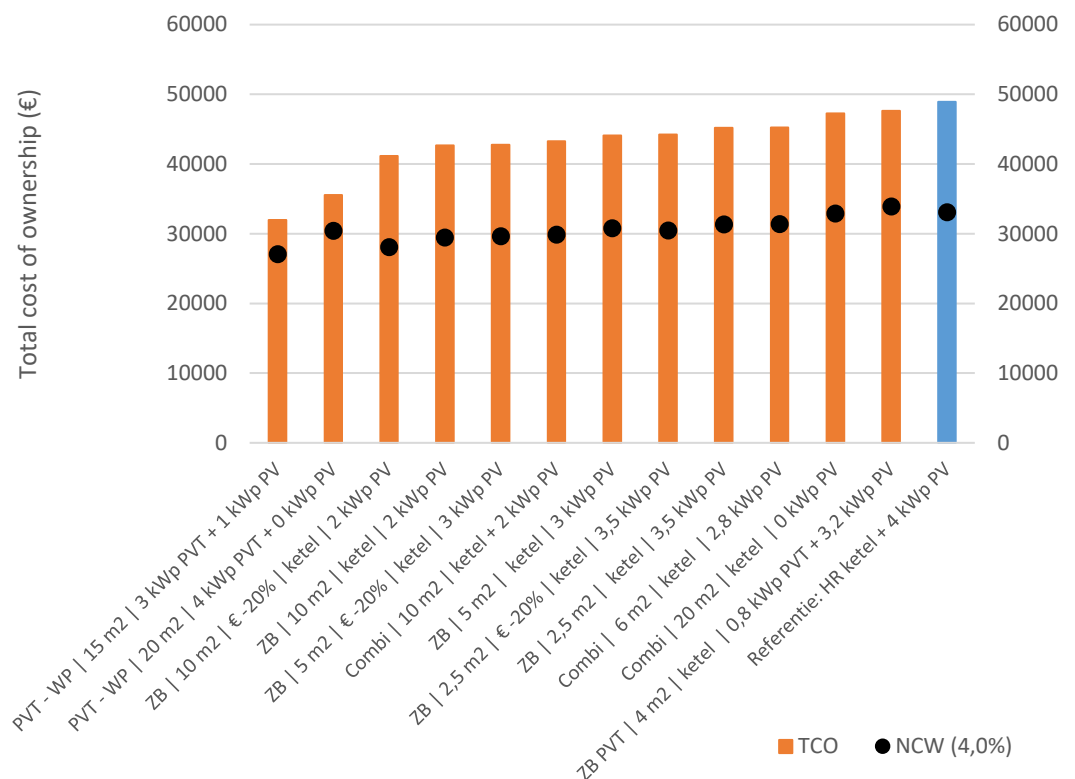
In figuur 4.2 staat de total cost of ownership (TCO) voor het referentiesysteem HR-combiketel met 4 kWp PV versus zonnepanelensystemen met naverwarming met een HR-combiketel. In vergelijking met aardgas leiden alle gedefinieerde systemen tot een lagere TCO.

Daar zijn verschillende redenen voor. Ten eerste heeft de referentietechniek zelf een effect. Een HR-combiketel heeft een veel lagere efficiëntie (per eenheid finale energie) in vergelijking met een lucht-water warmtepomp, namelijk 72% versus 220% voor sanitair warm water en 104% versus 339% voor ruimteverwarming. Een verlaging van gasverbruik door een zonneboiler draagt dus direct bij aan een verlaging van de kosten voor aardgasgebruik. Terwijl de elektriciteitsopbrengsten van het PV-systeem uiteindelijk tegen een lagere terugleververgoeding (ca. 50% van de aardgasprijs) worden vergoed. Bij een warmtepompsysteem, is het door de elektrische efficiëntie juist gunstig om met PV elektriciteit te produceren. In dit model rekenen we nog niet met seizoenseffecten op bijvoorbeeld de prijs van elektriciteit.

Daarnaast heeft een kleine zonneboiler, die in de zomer bijna 100% van de warmte produceert, een hoge opbrengst per m² collectoroppervlak. Een groter zonnearmsysteem heeft een lagere opbrengst per m² (in afhankelijkheid van de warmtevraag). In dit geval hebben het 20 m² zonnecombi-systeem en het 10 m² zonneboilersysteem een vergelijkbare energieopbrengst per m² als een PV-systeem.

Daarnaast spelen ook de andere factoren, zoals de hoogte van de ISDE-subsidie een rol. Omdat een grote zonneboiler een ander referentiegebruik heeft voor de ISDE-subsidie, is de subsidie relatief hoger dan voor de warmtevraag waar mee gerekend wordt.

Opvallend is dat PVT-warmtepompsystemen hier als beste uit de vergelijking komen. Dit ligt met name aan de hoge efficiëntie van het systeem.

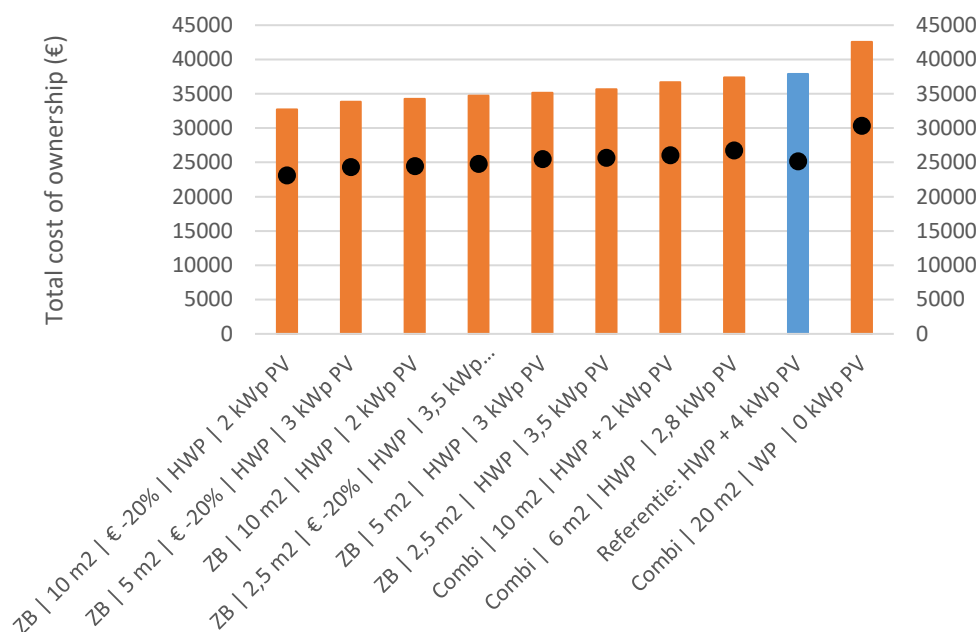


Figuur 4.2 Total cost of ownership voor referentiesysteem en zonnearmsystemen met naverwarming door HR-combiketel ZB = zonneboiler (alleen tapwater), Combi = combisysteem, PVT - WP = PVT-systeem als bron voor de warmtepomp

De netto contante waarde (NCW) is vergelijkbaar voor de verschillende varianten. Hier weegt vanwege de verdiscontering, de initiële investering zwaar mee.

Referentiesysteem hybride warmtepomp met 4 kWp PV

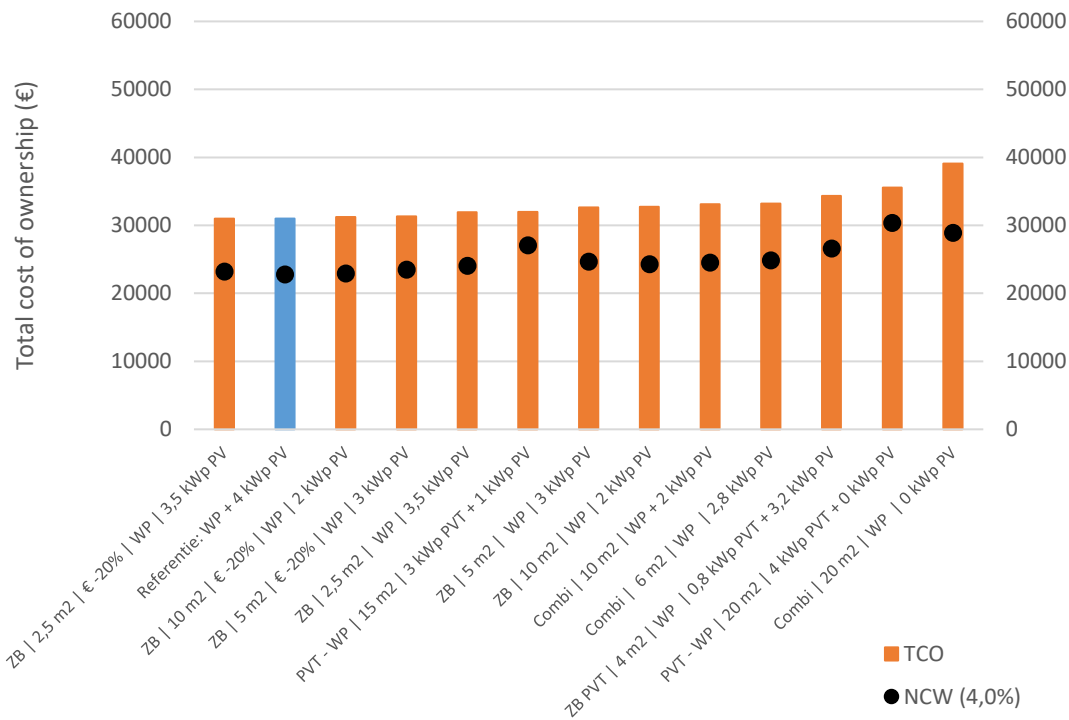
In figuur 4.3 staat de total cost of ownership voor het referentiesysteem hybride warmtepomp met 4 kWp PV versus zonnearmtesystemen met naverwarming met een hybride warmtepomp. In vergelijking met een hybride warmtepomp hebben alle gedefinieerde systemen een lagere TCO, behalve de zonnecombi met 20 m² collectoroppervlak.



Figuur 4.3 Total cost of ownership voor referentiesysteem (hybride warmtepomp met 4 kWp PV) en zonnearmtesystemen met naverwarming door een hybride warmtepomp. ZB = zonneboiler (alleen tapwater), Combi = combisysteem, PVT – WP = PVT-systeem als bron voor de warmtepomp

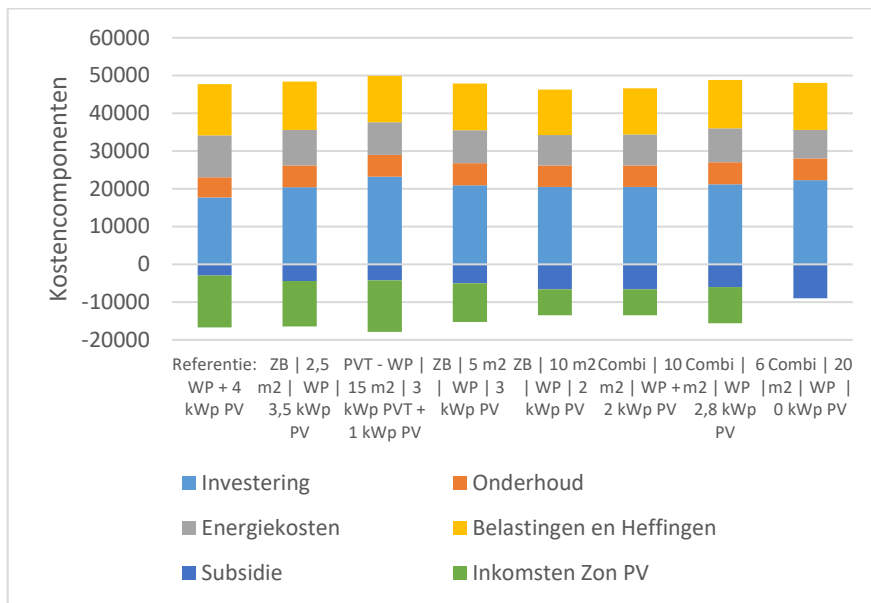
Referentiesysteem 'lucht-water warmtepomp met 4 kWp PV

Figuur 4.4 laat de total cost of ownership (TCO) zien voor het referentiesysteem 'lucht-water warmtepomp met 4 kWp PV' versus de in hoofdstuk 3 gedefinieerde zonnearmtesystemen. Alleen de TCO van een kleine, goedkope zonneboiler is gunstiger dan het referentiesysteem. Een aantal zonneboiler-systemen en de 15 m² versie van het PVT-warmtepompsysteem leidt tot stijging van de TCO met minder dan 5%. Sommige systemen hebben daarbij ook andere voordelen, bijvoorbeeld met betrekking tot geluidsoverlast of CO₂-emissies.

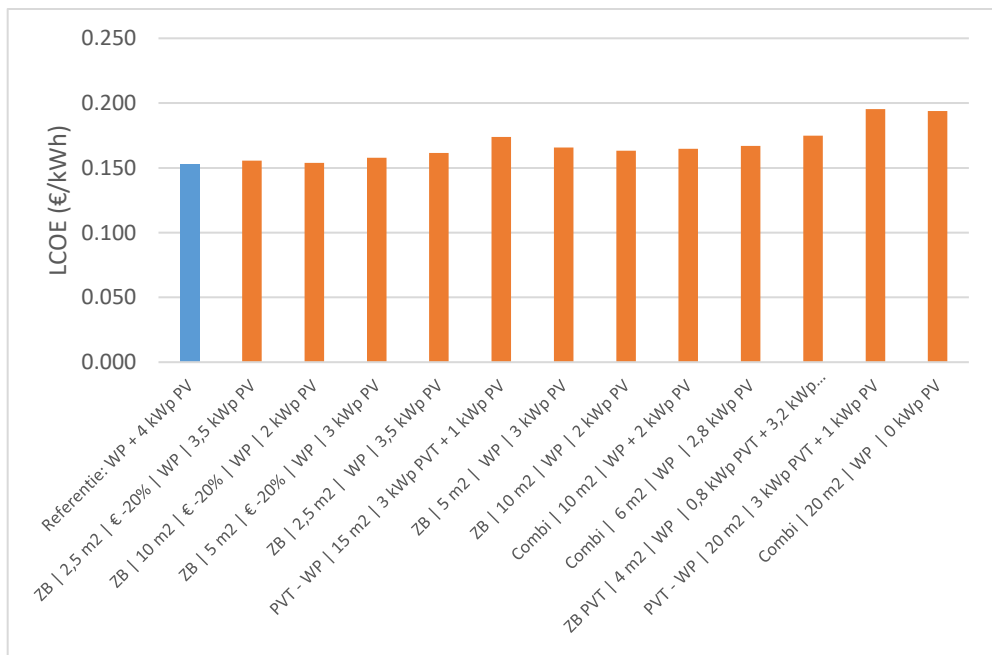


Figuur 4.4 Total cost of ownership voor referentiesysteem (warmtepomp met 4 kWp PV) en zonnearmtesystemen met naverwarming door een warmtepomp. ZB = zonneboiler (alleen tapwater), Combi = combisysteem, PVT – WP = PVT-systeem als bron voor de warmtepomp

In Figuur 4.5 worden de kostencomponenten weergegeven voor verschillende systemen. Figuur 4.6 geeft de LCOE weer voor warmtepomp – PV – zonnearmtesystemen.



Figuur 4.5 Kostencomponenten (€) van de TCO voor verschillende warmtepompsystemen met PV en/of zonnewarmte



Figuur 4.6 LCOE voor warmtepomp - zonnestystemen

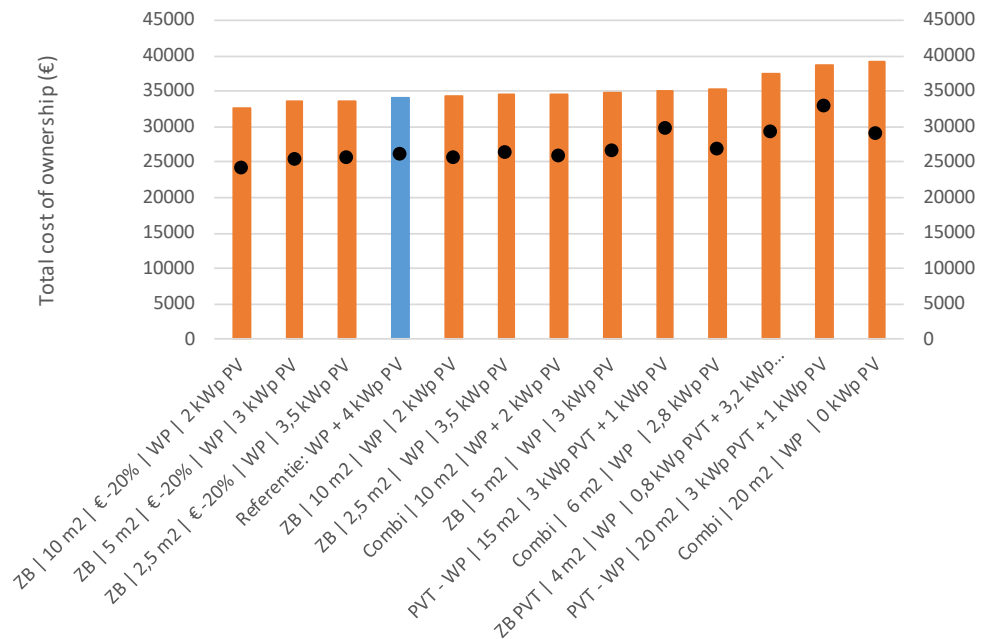
Referentiesysteem 'lucht-water warmtepomp met 4 kWp PV zonder subsidies

Bovengenoemde case voor de warmtepomp bevat nog verstoringen uit het huidige beleid. Wanneer een vergelijking zonder steunmaatregelen gemaakt dient te worden dan kunnen het beste alle beleidseffecten uit de analyse gehaald worden. In onderstaande doorrekening zijn de volgende effecten niet meegenomen:

- Salderen van elektriciteit uit zon-pv
- ISDE-subsidie voor zonnewarmte

- ISDE-subsidie voor warmtepomp
- Btw-vrijstelling voor de investeringskosten van zon-pv

Belastingen en heffingen voor energiedragers blijven wel van kracht. De resultaten worden weergegeven in Figuur 4.7. De waarden zijn anders, maar het verandert niet veel aan de tendens van de resultaten.



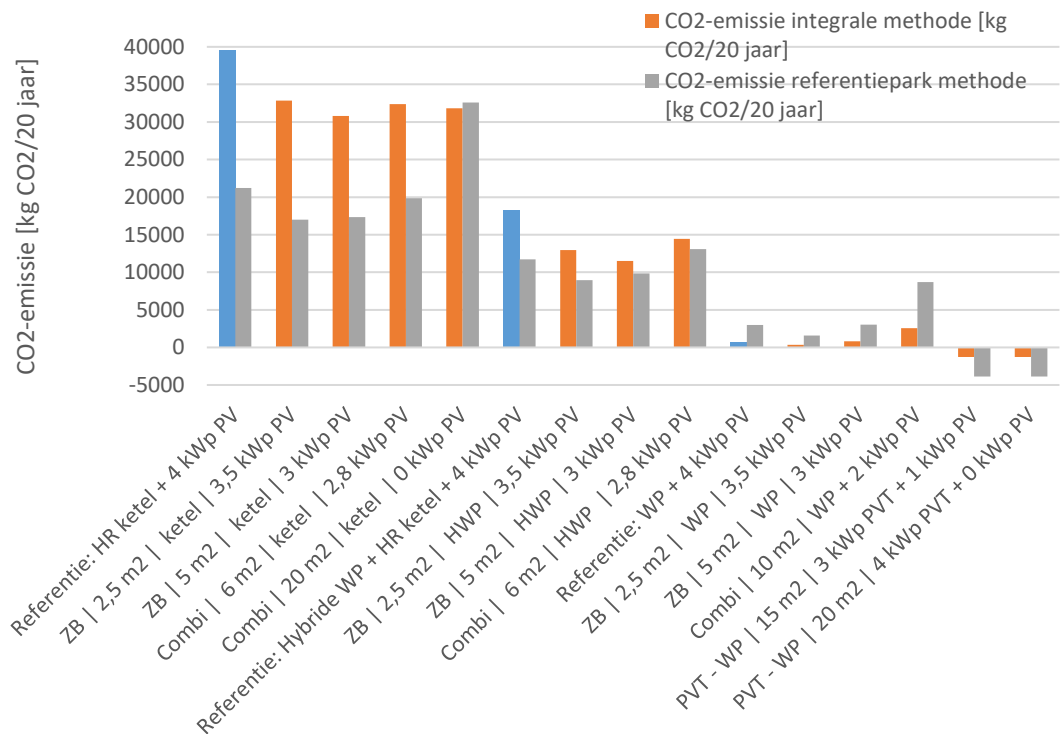
Figuur 4.7 Total cost of ownership voor referentiesysteem (warmtepomp met 4 kWp PV) en zonnearmsystemen met naverwarming door een warmtepomp. ZB = zonneboiler (alleen tapwater), Combi = combisysteem, PVT – WP = PVT-systeem als bron voor de warmtepomp

4.1.3 CO₂-emissies voor zonnewarmtevarianten en referentiesystemen

De CO₂-emissies voor verschillende zonnewarmtevarianten en de referentiesystemen staan afgebeeld in Figuur 4.8. De referentie met de HR-combiketel en 4 kWp PV heeft de hoogste CO₂-emissie voor de integrale methode. Dit komt doordat relatief veel aardgas verbruikt wordt. Daarnaast wordt niet veel 'verdiend' aan het terugleveren van elektriciteit (zon-pv) doordat in de integrale methode de elektriciteit over de looptijd van de businesscase zeer duurzaam wordt. In de referentieparkmethode is de CO₂ besparing door zon-pv aanzienlijk, doordat gerekend wordt met een hoge CO₂ factor voor elektriciteit (op basis van een fossiele elektriciteitsvoorziening). De afgebeelde zonnewarmtevarianten leiden, behalve het grote combisysteem, tot een lagere CO₂-emissie dan in de HR-combiketelreferentie.

Een hybride WP met 4 kWp PV verlaagt de CO₂-emissie verder, door de hoge efficiëntie van de warmtepomp en het opwekken van duurzame elektriciteit. De CO₂-emissie kan verder verlaagd worden door het toevoegen van een zonneboiler. De lucht-water warmtepomp verlaagt de CO₂-emissie sterk, zeker bij de duurzame elektriciteitsmix. De PVT-warmtepompsystemen hebben de gunstigste CO₂-emissie vanwege het hoge rendement van het systeem, in combinatie met de opwekking van meer zonnestroom dan voor het warmteverbruik nodig is.

De analyses voor alle varianten staan in Bijlage 6.2.



Figuur 4.8 CO₂-emissie voor de integrale en referentiepark methode verschillende varianten van de zonnewarmtesystemen en van de referentiesystemen. ZB = zonneboiler (alleen tapwater), Combi = combisysteem, PVT – WP = PVT-systeem als bron voor de warmtepomp

4.2 Zonnewarmte gekoppeld aan warmtenet

De twee cases betreffen warmtenetten voor woningen en utiliteit, van verschillende schaalgrootte. Enerzijds is dat een warmtenet met een lage zonnefractie en dag/nacht opslag (zonder seizoensopslag maar gekoppeld aan een groot warmtenet zodat de zonnewarmte altijd ingezet kan worden). De zonnefractie is hier beperkt omdat het hoge aanbod van zonnewarmte in de zomer in verhouding moet staan tot de warmtevraag in diezelfde periode (in de zomer is dat voornamelijk de vraag naar warm tapwater). Anderzijds betreft het een warmtenet met een seizoensopslag en een zeer hoge zonnefractie (hoger dan 80%). In deze variant wordt gemiddeld over een jaar (maar met name in de zomer) ongeveer de benodigde hoeveelheid zonnewarmte ingevangen, die vervolgens door opslag van warmte in een watermassa van hoge temperatuur (tot circa 90°C) bewaard wordt voor toepassing gedurende het jaar (inclusief de winter). De variant met seizoensopslag heeft een lokaal karakter en richt zich op wijkniveau. De variant zonder seizoensopslag is bedoeld als bron voor grote warmtenetten en past qua schaalgrootte meer bij een stad. In de analyse kijken we alleen naar de kosten van warmteopwekking en -opslag, niet naar de kosten van warmtedistributie. De investeringskosten en jaarlijkse kosten van het warmtenet blijven dus buiten beschouwing.

Samengevat zijn de twee cases die we presenteren warmtenetten die warmte leveren voor woningen en utiliteit. Daarbij worden twee schaalgroottes beschouwd:

- Warmtenet met alleen dag/nachtopslag: dit is een groot warmtenet met een apertuuroppervlak van 50.000 m². We gaan ervan uit dat alle warmte die de collectoren produceren direct nuttig gebruikt kan worden en dat er dus geen seizoensopslag nodig is.
- Warmtenet met seizoensopslag: dit is een relatief klein warmtenet met een bruto oppervlak van 2300 m². We gaan er van uit dat het overschot aan warmte in de zomer opgeslagen kan worden voor gebruik in de andere seizoenen.

4.2.1 Een warmtenet met een lage zonnefractie en dag/nacht opslag

Zowel bij bestaande als bij nieuwe warmtenetten is het mogelijk om zonnewarmte in te zetten als bron. Hierbij is het temperatuurniveau waarop het netwerk bedreven wordt een belangrijke randvoorwaarde. De gemiddelde leveringstemperatuur bepaalt namelijk de jaaropbrengst uit zonnewarmte: als er warmte van hogere temperatuur nodig is (wat gangbaar is voor de oudere warmtenetten) dan kan zonnewarmte daar slechts een kleine rol in spelen. We richten ons bij deze studie op de integratie van zonnewarmte bij middentemperatuurwarmtenetten, dat wil zeggen warmtenetten met een aanvoertemperatuur boven de 65°C (bijvoorbeeld 70-50). Bij deze temperatuurrange is de opbrengst uit de zonnecollectoren jaargemiddeld relatief hoog. Zonnewarmte kan ook op lagere temperaturen functioneren maar dan vraagt dat aanpassingen aan de zijde van het warmtenet, wat we hier buiten beschouwing laten. De uitkomsten van de analyse worden hieronder toegelicht.

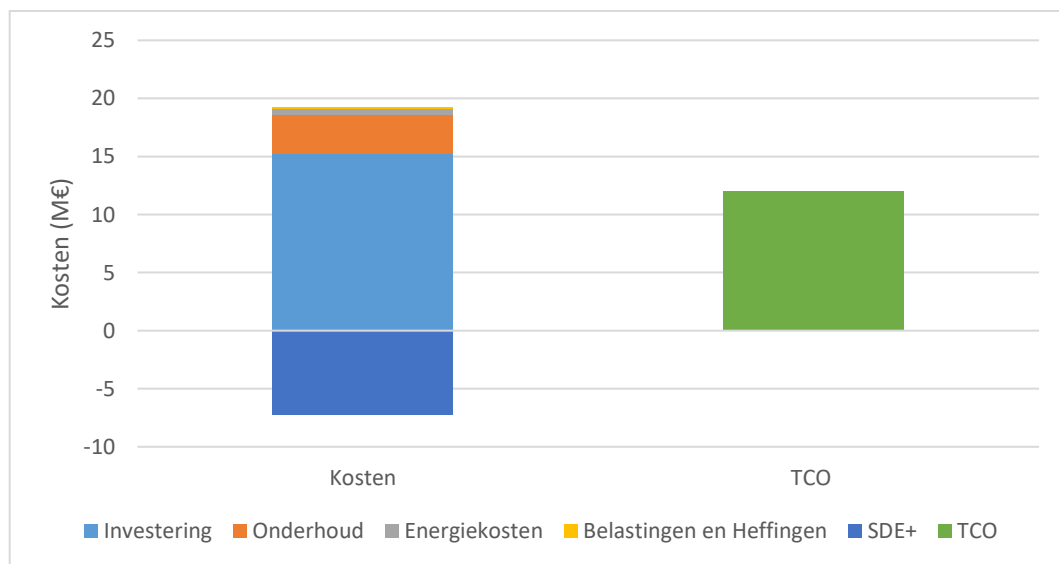
Voor het zonneveld is de investering de grootste kostencomponent: 79% van de totale TCO (exclusief subsidie). Onderhoudskosten vormen de tweede uitgavenpost

(18%). De TCO van het grote zonnewarmteveld zonder seizoenswarmteopslag is 12 M€.

Over de beleidsperiode van 15 jaar zorgt SDE++ (en ETS-emissiehandel) voor inkomsten tot 7,2 M€, dat is 38% van de totale TCO. Met deze inkomsten is de LCoE 0,052 €/kWh en de terugverdientijd 9 jaar, zonder SDE++ subsidie zou de LCoE 0,072 €/kWh bedragen (met 12 jaar terugverdientijd). Voor de eindgebruiker komen boven op de warmteprijs nog kostencomponenten voor belastingen, heffingen en warmtenetwerkkosten, maar dat geldt ook voor andere technieken die voor een warmtenet gebruikt zouden worden.

In vergelijking met een referentie van de aardgasketel is de TCO van een zonnewarmteveld inclusief SDE++ lager: 12,0 M€ tegenover 29,6 M€. Belangrijk om daar nog bij te vermelden is dat het aardgasverbruik van een warmtenet zo hoog is dat dit verbruik in energiebelastingenschijf 3 valt (meer dan 1 miljoen t/m 10 miljoen m³ verbruik per jaar), dus dat de brandstof relatief goedkoop is. Voor de referentie zijn de uitgaven aan aardgas verreweg het grootste (86%), met als tweede post de uitgaven voor belastingen en heffingen (9%). De investeringskosten in de aardgasketel bedragen 5% van de totale TCO.

Bij de aangenomen aardgasprijs is grootschalige zonnewarmte dus een gunstige warmtebron. Een zonne fractie is hierbij niet te specificeren, omdat de grootte van het warmtenet niet nader gedefinieerd is. Zoals hierboven al gezegd kan deze variëren tussen 7% en 20% en hangt dit met name af van de warmtevraag in de zomerperiode.



Figuur 4.9 Kostencomponenten van de Total Cost of Ownership (TCO) (links) en de netto TCO, die ontstaat door alle kostencomponenten op te tellen voor het groot zonnewarmtesysteem (35 MW, 50000 m²) voor een warmtenet

Tabel 4.1 Kengetallen van het grote zonnearmteveld vs referentie

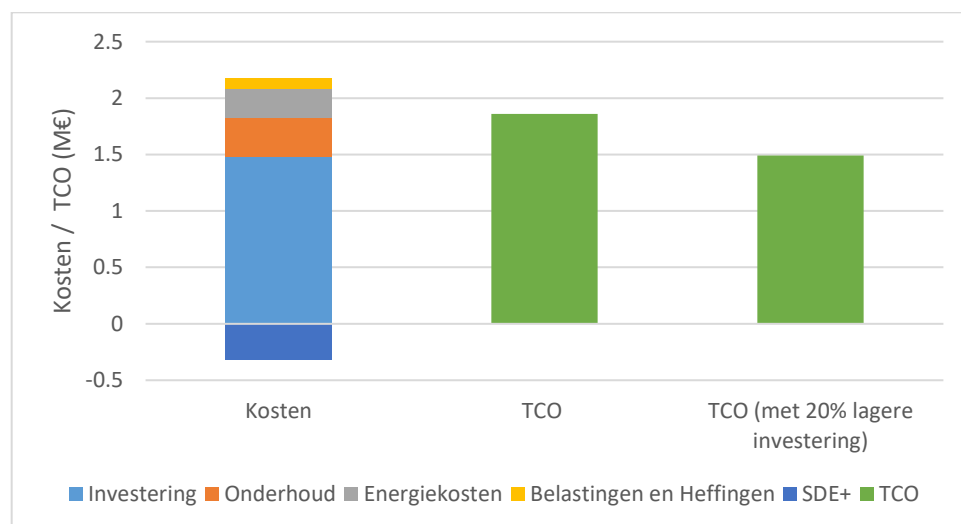
		Referentie aardgasketel	Zonnearmte veld 35 MW (50000 m ²)
Total cost of ownership (TCO)	[M€]	29,6	12,0
Levelised cost of heat	[€/kWh]	0,084	0,052
Inkomsten uit SDE++ en ETS	[M€]	-	7,2
Terugverdientijd in vgl met aardgas	[jaar]	-	9
Uitstoot CO ₂ over levensduur (methode RP)	[tonCO ₂]	79180	1404
Uitstoot CO ₂ over levensduur (methode int.)	[tonCO ₂]	79124	424

Dit leidt tot de volgende conclusies:

- Bij de aangenomen aardgasprijzen kent het zonneveld een gunstige businesscase, de verwachting is dat dit ook gunstig is in vergelijking met andere warmtebronnen voor een warmtenet.
- Hoe hoger de basislast van een warmtenet in de zomer is, hoe groter de zonnefractie in deze configuratie kan zijn.
- De SDE++ subsidie en ETS geven impulsen aan de businesscase.

4.2.2 Een warmtenet met een seizoensopslag en een zeer hoge zonnefractie >80%

Het zonneveld met seizoensopslag is relatief kleinschalig opgezet (1 MW, ruim 2300 m²) voor circa 70 woningen en een warmtevraag van 840 MWh. De Total cost of ownership (TCO) van een zonnearmteveld met seizoensopslag bedraagt 1,9 M€ (met een LCoE van 0,185 €/kWh). Omdat dit nog een innovatieve techniek is, is de verwachting dat de kosten de komende jaren zullen dalen. Met 20% lagere kosten is de TCO 1,5 M€ en de LCoE 0,148 €/kWh. De zonnefractie is bij dit systeem rond 80%, wat hoog is. De resterende warmte wordt met een warmtepomp geproduceerd. De LCoE is lager dan voor een referentiesysteem op basis van aardgas (in belastingschijf 1, kleinverbruiker).



Figuur 4.10 Total cost of ownership (TCO) totaal en in componenten voor het zonneveld inclusief seizoensopslag (1 MW, 2300 m²) voor een warmtenet met seizoensopslag

Over de beleidsperiode van 15 jaar zorgt SDE++ (en ETS) voor inkomsten tot 0,3 M€, dat is 17% van de totale TCO.

		Referentie aardgaskete l	Zonnewarmte veld 1 MW (2300 m2)	Zonnewarmte lagere kosten veld 1 MW (2300 m2)
Total cost of ownership (TCO)	[M€]	2,7	1,9	1,5
Levelised cost of heat	[€/kWh]	0,193	0,185	0,148
Inkomsten uit SDE++ en ETS	[M€]	-	0,3	0,3

Samenvattend leiden de resultaten tot de volgende punten:

- Het zonnenveld met seizoensopslag heeft een gunstige businesscase in vergelijking tot de LCoE voor aardgassystemen. Voor de eindgebruiker komen boven op de warmteprijs nog kostencomponenten voor belastingen, heffingen en warmtenetwerkkosten, dat geldt ook voor alternatieve technieken.
- Verdergaande kostendaling blijft wenselijk om de techniek competitiever te maken en te houden. De variatie met de kostendaling van 20% verlaagt de terugverdientijd met 3 jaar.
- De opslagtechniek is een belangrijke eigenschap die echt onderscheidend is ten opzichte van bijvoorbeeld een pv-installatie met een warmtepomp die het elektriciteitsnetwerk nodig heeft om ook op tijden met minder zoninstraling in bedrijf te kunnen zijn. De benodigde netaansluiting is hierdoor mogelijk lager. De toekomst van netcapaciteit en kosten voor het gebruik van het elektriciteitsnet zijn onzeker. Dit biedt een groot voordeel voor systemen met opslag. Daarnaast kan een grootschalige opslag ook gebruikt worden als service om het elektriciteitsnet te ontlasten. Dit kan ook een extra inkomstenbron zijn.
- Een zonnewarmteveld met opslag is niet tot minder gevoelig voor prijsschommelingen, wat zekerheid geeft voor de afnemer en zodoende een kwalitatief voordeel is.

5 Discussie en conclusie

Op basis van voorgaande hoofdstukken kunnen we conclusies trekken over integratie van zonnewarmte met andere systemen voor warmte. Tevens proberen we in algemene zin te kijken naar de mogelijke rol van zonnewarmte in de energietransitie en aanbevelingen te doen voor de mogelijkheden voor beleid om zonnewarmte te stimuleren.

5.1 Zonnewarmte in woningen

In deze studie hebben we een businesscase gemaakt voor verschillende varianten van zonnewarmtesystemen die toegepast worden in een referentiewoning (energielabel C, 120 m²) met een bijbehorende warm tapwater- en ruimteverwarmingvraag. Er zijn drie verschillende typen zonnewarmtesystemen gedefinieerd:

- Zonneboilers produceren warmte voor sanitair warm water
- Zonnecombisystemen produceren warmte voor sanitair warm water en ruimteverwarming
- PVT-systemen als bron voor een warmtepomp gebruiken zonnewarmte en warmte uit de omgevingslucht als bron voor een warmtepomp, in plaats van de buitenunit van een lucht-water warmtepomp of een bodemlus voor een bodemwarmtepomp
- Er ligt een systeem van 20 m² met zonne-energie op het dak, afhankelijk van de varianten zijn er verschillende delen met zon-pv, zonnewarmte en/ of PV thermische panelen.

De referentiesystemen en naverwarmers waren de volgende:

- Een HR-combiketel met 20 m² (4 kWp) zon-pv
- Een hybride warmtepomp met 20 m² (4 kWp) zon-pv
- Een lucht-water warmtepomp met 20 m² (4 kWp) zon-pv

De resultaten laten zien dat de Total cost of ownership (TCO) voor zonnewarmtesystemen lager ligt dan dat van een HR-combiketel of een hybride warmtepomp. In vergelijking met lucht-water warmtepomp referentie is de TCO over het algemeen vergelijkbaar. Daarnaast geeft zonnewarmte een reductie in CO₂-uitstoot zonder de kosten voor de gebruiker te verhogen. De CO₂-emissiereductie en kostenreductie is het grootst bij een HR-combiketel als referentie. Zonnewarmte in systeem met een lucht-water warmtepomp is qua kosten en CO₂-emissie vergelijkbaar. Het PVT-warmtepomp systeem heeft de laagste CO₂-emissie door het hogere rendement en de hoge opwek van elektriciteit. De onzekerheid over de toekomstige ontwikkeling van elektriciteitsprijzen en systeemkosten maakt dat de zonneboiler een toegevoegde waarde kan hebben, ook voor het lucht-water warmtepomp systeem, doordat de prijsstabiliteit voor de zonne-energie die geproduceerd wordt.

5.2 Zonnewarmte in combinatie met een warmtenet

In de cases voor warmtenetten zijn deze systemen geanalyseerd:

- Zonnewarmte met alleen dag/nachtopslag als bron in een groot warmtenet
- Zonnewarmteveld met seizoensopslag voor een warmtenet op wijkniveau

Op basis van de resultaten kunnen de volgende conclusies getrokken worden.

Zonnewarmte met alleen dag/nachtopslag als bron in een groot warmtenet

- Op basis van de gebruikte kentallen voor de kosten van zonnewarmte, inclusief voordelen uit SDE++ en het benutten van de ETS (emissiehandel)-waarde, worden warmteproductiekosten van ruim 5 cent/kWh (LCoE) berekend. In vergelijking met de kale aardgasprijzen die midden 2022 gelden is dat een aantrekkelijk tarief. Dit is een kale zonnewarmteprijs. Bij deze prijs komen voor de afnemers, net zoals bij andere technieken, nog wel de warmtetransporttarieven en de belastingen en heffingen die van toepassing zijn.
- Vanwege de onzekerheid op de lange termijn over de aardgasprijzen kan die situatie in de toekomst nadeliger uitpakken voor zonnewarmte, maar het zou ook een blijvend competitief voordeel kunnen zijn. Bij zonnewarmte is het aanvullend voordeel dat de warmteproductieprijs vast ligt voor de levensduur van de installatie: er is geen marktrisico ten aanzien van de prijsveranderingen van aardgas. Dit voordeel geldt echter alleen voor het deel zonnewarmte: het warmtenet zal ook andere warmtebronnen nodig hebben. De typische zonne fractie voor dit soort zonnewarmtesystemen bedraagt 7 tot 20%.
- De kosten voor zonnewarmte gaan uit van het huidige beleid, en daar hoort de SDE++ subsidie bij, evenals het vermarkten van de ETS (emissiehandel)-waarde. Deze inkomstenbronnen zijn, bij de huidige prijzen voor zonnewarmte, essentieel voor de business case van grootschalige zonnewarmte in grote warmtenetten.

Warmtenet met seizoensopslag in een warmtenet op wijkniveau

- Op basis van de gebruikte kentallen voor de kosten van zonnewarmte, inclusief voordelen uit SDE++ en het benutten van de ETS (emissiehandel)-waarde, worden warmteproductiekosten van 15 cent /kWh voor een innovatief scenario en 19 cent/kWh (LCoE) voor het standaard scenario berekend. Bovenop deze prijs komen voor de afnemers nog wel de warmtetransporttarieven en de belastingen en heffingen die van toepassing zijn op warmtelevering. Hoewel dit in vergelijking met aardgasprijzen die midden 2022 gelden geen onaantrekkelijk tarief is, is de verwachting dat dit op termijn minder competitief is door de prijsdaling van aardgas. Daarom is het bij deze variant extra belangrijk om ook te kijken naar bijkomende voordelen, die hieronder opgesomd worden.
- Er is bij deze variant een kleiner marktrisico ten aanzien van de prijsvolatiliteit van aardgas. Er is een beperkt risico voor de beperkte hoeveelheid elektriciteit die nodig is voor de warmtepomp (om warmte van voldoende hoge temperatuur beschikbaar te houden naarmate de warmteopslag gedurende het stookseizoen

- leger raakt) en voor het correctiebedrag in SDE++, dat immers gekoppeld is aan de aardgasprijs. Dit geldt veel sterker voor alternatieve scenario's.
- De kosten voor zonnewarmte gaan uit van het huidige beleid, en daar hoort de SDE++ subsidie bij, evenals het vermarkten van de ETS (emissiehandels)-waarde. Deze inkomstenbronnen zijn, bij de huidige prijzen voor zonnewarmte, essentieel voor de business case van grootschalige zonnewarmte in warmtenetten. In het SDE++ tarief is geen rekening gehouden met de kosten van seizoensopslag, terwijl dit wel maatschappelijke voordelen biedt. Het zou niet onlogisch zijn dat hier een SDE++ categorie voor zou komen.
 - In het energiesysteem van de toekomst is er naar verwachting een grotere rol voor elektriciteit als energiedrager. Vanwege de grotere rol voor variabele bronnen zoals windenergie en zon-pv kan de warmteopslag uit het zonnesysteem zinvol zijn om te gebruiken bij het in stand houden van de balans in het netwerk, namelijk door systeemdiensten te leveren. Dit kan door grootschalig elektriciteit af te nemen op momenten dat er een opwekkingsoverschot is. Dit kan zijn op verschillende tijdschalen, voor primaire, secundaire en tertiaire reserve van het elektriciteitssysteem.

5.3 Zonnewarmte in de energietransitie

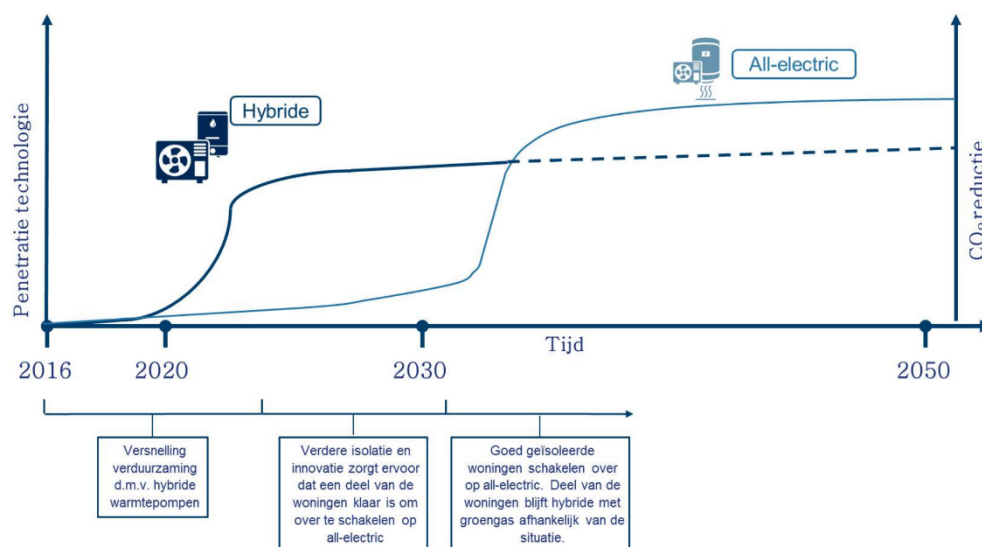
Businesscase zonnewarmte sterk in vergelijking met aardgas, minder met elektriciteit als referentie

Wanneer zonnewarmte toegevoegd wordt aan een verwarmingssysteem dat aardgas verbruikt voor ruimteverwarming en warm tapwater (een HR-combiketel) heeft dat een gunstig effect. Onder de aangenomen prijsontwikkeling van aardgas, zijn de vermeden kosten voor aardgas hoger dan de kosten voor het zonnewarmtesysteem. De besparing voor zonneboilers en combisystemen zit met name bij het warm tapwater, dus de businesscase is daarbij afhankelijk van de kentallen daarvoor (er is meer potentie voor besparing naarmate het warm tapwaterverbruik hoger is). Bij de hybride warmtepomp wordt de warmtepomp met name gebruikt om de ruimteverwarming elektrisch in te vullen, met het hoge conversierendement dat daarbij hoort. Het warm tapwater wordt daarbij nog steeds vooral met aardgas verwarmd, waardoor de zonne-installatie hier nog steeds een grote besparing oplevert. Ook bij het PVT-systeem waarbij de warmte als bron voor een warmtepomp wordt gebruikt is het gunstig. Wanneer echter een all-electric lucht-water warmtepomp met pv als referentie gekozen wordt dan is de toegevoegde waarde van de zonnewarmte minder uitgesproken: bij de huidige kosten van zonnewarmte en de aangenomen tarifiering van elektriciteit heeft het toevoegen van zonnewarmte weinig effect op de business case.

Omdat er in de huidige situatie vooral woningen met aardgasketels zijn, heeft zonnewarmte een onmiddellijk effect op het aardgasverbruik. Wanneer in 2026 de hybride ketel de nieuwe standaard wordt dan blijft zonnewarmte nog steeds aantrekkelijk. Onderstaande figuur uit de Routekaart Hybride warmtepomp (2017)¹⁹ geeft een beeld van hoe de ingroei van hybride en all-electric warmtepomp in Nederland zou kunnen verlopen. De figuur is een illustratie van de verwachting dat op basis van de plannen rondom de hybride ketel er bij deze techniek nog tot 2040 potentieel voor *aardgasbesparing* is via de zonneboiler, wat betreffende groen gas deels ook blijvend potentieel kan zijn. Hierbij kan gekozen worden voor een stap-voor-stap benadering: alvorens op een warmtepomp over te stappen, eerst een

¹⁹ Routekaart Hybride warmtepomp, Berenschot en BDH, 2017, https://bdho.nl/wp-content/uploads/2017/11/routekaart_hybride_warmtepomp_finaal_v4_16-3-2017.pdf

zonneboiler toepassen. In een situatie waarin de warmtevoorziening vooral door elektriciteit verzorgd wordt heeft de zonneboiler, met name door het opslagvat, nog steeds meerwaarde in verband met de waarde voor opslag van elektriciteit in warmte. Een zonneboiler biedt daarnaast voor warm tapwatervoorziening een hogere CO₂-besparing.



Figuur 5.1 Abstracte weergave van het verduurzamingspotentieel en groeipad van verschillende opties volgens de Routekaart Hybride warmtepomp (2017).

Elektrificatie

In de energietransitie is er veel aandacht voor verdere elektrificatie. Door de toename van het opgesteld vermogen aan vooral windenergie en zon-pv is er in de toekomst een groot aandeel emissievrije elektriciteit beschikbaar. De warmtepomp past daar goed bij en verhoogt de systeemefficiëntie omdat deze een groot deel van de geleverde warmte aan de omgeving onttrekt. Doordat er echter geen gelijktijdigheid is in vraag en aanbod is er een belangrijke rol voor de elektriciteitsnetten voorzien: in de zomer elektriciteit van zon-pv op daken afvoeren uit de wijken, en in de winter aan de vraag van de warmtepompen in de huizen voldoen. Zonnewarmte kan een bijdrage leveren aan de vermindering van de systeembelasting omdat het geen gebruik maakt van het elektriciteitsnet. In de warme maanden wordt er direct warmte geleverd zonder tussenkomst van elektriciteit. Consequentie van het niet aangesloten zijn op een netwerk is wel dat op hete zomerdagen warmte niet meer allemaal opgeslagen kan worden (de opslag is dan vol of bewoners zijn op vakantie). Bij zon-pv geldt die beperking in principe niet, hoewel lokaal op plaatsen een eventueel afschakelen op piekmomenten in de toekomst niet ondenkbaar is, bijvoorbeeld op bedrijventerreinen of in wijken met veel zon-pv. In de toekomst zou dit afschakelen echter wel kunnen gaan gebeuren. Bij een warmtenet kan een seizoensopslag het elektriciteitsnet ook in de winter verder ontlasten. Vanwege het benodigde volume van opslag in voelbare warmte is seizoenswarmteopslag op het niveau van woningen niet haalbaar. Met collectieve systemen zou dit wel kunnen. Door grotere verschillen tussen vraag en aanbod op de elektriciteitsmarkt is er een kans dat elektriciteitstarieven in de toekomst flexibeler worden, ook voor levering van elektriciteit door huishoudens.

CO₂-reductie en systeemkosten

Afhankelijke van het systeem waarmee zonnewarmte gecombineerd wordt rendeert een zonneboiler meer of minder. De zonneboiler reduceert de warmtevraag voor een naverwarmer en helpt zo bij het terugdringen van het aardgasverbruik en elektriciteitsverbruik. Afhankelijk van de uitgespaarde brandstof wordt de hoeveelheid vermeden CO₂ bepaald. Bij aardgasverdringing is het effect op de CO₂-uitstoot het grootste, bij elektriciteit kan het effect ook nul zijn. Dit is wel afhankelijk van met welk tijdsinterval de CO₂ besparing berekend wordt, de berekeningen in dit rapport zijn gemaakt met CO₂-saldering op jaarbasis.

Optimale inzet

Bij het bepalen van de financieel meest efficiënte inzet voor zonnewarmte speelt mee dat zon-pv een concurrerende techniek is die goedkoop is en in potentie ook nog verder in kosten kan dalen, wat bij zonnewarmte minder het geval lijkt te zijn. Kostenreductie is bij zonnewarmte is wel mogelijk, bijvoorbeeld bij installatiewerkzaamheden, materiaalgebruik, projectmatige (wijk)aanpak, nieuwbouw en schaalvergroting. Wanneer de afweging gemaakt wordt tussen zon-pv en zonnewarmte dan speelt de salderingsregeling ook nog mee, en die heeft een gunstige invloed op zon-pv. Daarbij is het seizoenseffect een factor die maakt dat het grootste deel van de warmtevraag in de winter niet door zonnewarmte gedekt kan worden, waardoor focussen op sanitair warm tapwater voor de hand ligt en zodoende ook de grootte van de installatie bepaalt, alleen is dat maar een beperkt deel van de warmtevraag. Bij collectieve zonnewarmtesystemen met met name grote opslag is dat anders, en ook bij PVT kan het aandeel zonnewarmte toenemen.

Prijsstabiliteit

De kosten voor zonnewarmte staan vanaf de initiële investering vast, in tegenstelling tot de prijzen die voor aardgas en elektriciteit betaald moeten worden, wat voor afnemers een voordeel kan zijn. De prijs van elektriciteit is bij het schrijven van dit rapport hoog, wat voor woningen met warmtepomp maar zonder pv een risico kan zijn. Aan de andere kant is er bij het hoge aanbod in de zomer zo veel aanbod dat de prijs nul of zelfs negatief kan worden. Overigens introduceert SDE++ weer een prijsrisico omdat het correctiebedrag voor zonnewarmte gecorreleerd is met de gasprijs. Dit speelt enkel voor de grote systemen (meer dan 200 m²).

Zonnewarmte in warmtenetten

De potentie van zonnewarmte in warmtenetten is groot. Collectorvelden bij grote warmtenetten zonder seizoensopslag zijn gunstig, al worden hier doorgaans geen hoge zonnefracties bij gerealiseerd. Zonnecollectoren bij warmtenetten met seizoensopslag kunnen hogere zonnefracties bereiken, maar kennen uitdagingen met betrekking tot de financiële rentabiliteit. Het probleem is onder andere dat de kosten van de seizoensopslag niet voorkomen bij de referentie, waardoor deze variant in het nadeel is. Tevens geldt er gedurende het jaar bij een warmteopslag een warmteverlies van de orde 10% of meer. Maar warmteopslag voorkomt ook het gebruik van netcapaciteit en heeft zo een waarde in het voorkomen van het verzwaren van het elektriciteitsnet. De warmtebuffer kan ook gebruikt worden om tijdelijke elektriciteitsproductieoverschotten aan bijvoorbeeld windenergie en zon-pv op te nemen. Daarnaast is het onzeker hoe de belasting van het elektriciteitsnet in de toekomst aan gebruikers doorbelast gaat worden. Tenslotte verhoogt de seizoensopslag het aandeel eigen verbruik van hernieuwbare energie en draagt zo bij aan het verminderen van de importafhankelijkheid.

5.4 **Beleid voor zonnewarmte**

Beleidsplannen

Recent zijn er belangrijke beleidsdocumenten gepubliceerd die ingaan op de energietransitie (Beleidsprogramma versnelling verduurzaming gebouwde omgeving en de Kamerbrief Nationaal plan energiesysteem, beide uit juni 2022). Deze documenten behandelen vele onderwerpen en hoewel zonnewarmte en PVT genoemd worden tonen ze tegelijkertijd aan dat er bij beleidsmakers onduidelijkheid over de meerwaarde van zonnewarmte is. Ook binnen de Europese Unie worden plannen gemaakt die het hoofd moeten bieden aan de huidige energiecrisis. In deze plannen wordt ook gerefereerd aan energiebesparing (met name van elektriciteit), waar zonnewarmte ook een bijdrage aan kan leveren.

Europees beleid

Ook in de Europese Commissie wordt beleid voor de energietransitie voorbereid, en het lijkt goed om daarbij aan te sluiten. Het concept van een hybride warmtepomp kent een oorsprong in Nederland, maar het is van belang dat deze ook in de normering goed ingebed wordt in de Europese richtlijnen. Dit geldt ook voor zonnewarmte: het is van belang dat de bijdrage aan eigen warmteproductie gehonoreerd wordt, ook in combinatie met andere conversietechnieken.

ISDE en SDE++

Wat het stimuleringsbeleid betreft kan er gesteld worden dat er weinig aanvragen voor zonnewarmte in ISDE en SDE++ gedaan worden. ISDE is opgehoogd m.i.v. januari 2022, waar een krachtig signaal van uit gaat. Verdere verhoging van ISDE lijkt ons op basis van de huidige verhouding tussen zonneboilerprijzen en subsidiebedragen niet nodig. Voor zonnewarmte in SDE++ geldt dat de subsidiabele jaarproductie niet altijd wordt gerealiseerd, waardoor in de praktijk soms niet alle SDE++ geclaimd kan worden. Stijgende prijzen (materiaal, arbeid) zorgen ervoor dat investeringskosten voor zonnewarmte hoger worden, daardoor zouden de SDE++ basisbedragen voor inflatie gecorrigeerd moeten worden. Seizoenswarmteopslag bij zonnewarmtesystemen is nu niet in SDE++ meegenomen, daar zou een aparte categorie voor gedefinieerd kunnen worden. Het feit dat in SDE++ de correctiebedragen voor zonnewarmte op aardgas gebaseerd zijn brengt een risico met zich mee (minder subsidie als de aardgasprijzen hoog zijn), wat met name voor zonnewarmtesystemen met seizoensopslag een probleem kan zijn. De voorgenomen meer specifieke budgettoewijzing aan de verschillende warmtetechnieken (de hekjes) kan ook helpen om voor zonnewarmte succesvolle SDE++-aanvragen te doen.

Belasting toegevoegde waarde (btw)

Om de businesscase van zonnewarmte verder te verbeteren zou een btw-vrijstelling op de investering in een zonneboiler overwogen kunnen worden. Daarmee zou btw-omgang voor de zonneboiler gelijkgetrokken worden met de regeling zoals die voor zon-pv is. De Belastingdienst ziet particulieren die stroom terugleveren als kleine ondernemers, dus voor zonneboilers is de situatie net even anders. Maar het voornemen is om de btw op zon-pv naar 0% te brengen. Meer algemeen kan een btw-verlaging op installatiewerkzaamheden hernieuwbare energie een extra stimulans geven, waarbij goed bezien moet worden of het voordeel bij de juiste technieken terecht komt.

Aardgas

De gasprijzen medio 2022 zijn hoog, wat de businesscase van zonnewarmte in combinatie met een HR-ketel sterk verbetert. In deze studie is verondersteld dat de prijzen zullen dalen, maar wel hoger blijven dan voorheen. Een hogere energiebelasting op aardgas kan ook de businesscase van zonnewarmte helpen, in

het geval van de aardgasketel als referentie. Het actuele beleidsvoornemen om een prijsplafond²⁰ op een gedeelte van het gasverbruik te zetten en de rest van overheidswege te subsidiëren maakt dit effect echter weer ongedaan. Merk daarbij op dat aardgas een energiedrager is die uitgefaseerd gaat worden, waardoor het geschetste financiële voordeel een beperkte houdbaarheid heeft. Wat daarbij voor zonnewarmte pleit is dat het ook kan passen bij de nieuwe techniek, die geplaatst wordt als de aardgasketel vervangen wordt. Stimuleren van zonnewarmte bij de huidige gasketels kan dus een financieel voordeel geven op de korte termijn en op de langere termijn blijvend van toegevoegde waarde blijken. Eén van de conclusies in dit rapport is dat zonnewarmte in combinatie met een aardgasketel een goede keuze is. Deze kan gevolgd worden door het later bijplaatsen van een hybride warmtepomp of een volledige warmtepomp.

Synergie

Eén van de conclusies in voorgaande paragrafen is dat integreren van zonnewarmte in veel configuraties een kostenvoordeel met zich meebrengt en een reductie van de CO₂-uitstoot geeft. Als zodanig is zonnewarmte een *no-regret* optie, zeker wanneer aardgas in het spel is. In de verdere vormgeving en planning van de energietransitie kan er bezien worden of het mogelijk is om synergie in kosten en energieopbrengst te bereiken bij tegelijk plaatsen zonnewarmte en warmtepomp. Bijvoorbeeld door het combineren van een boiler voor warm tapwater (met lagere kosten als gevolg) of door het verhogen van de *seasonal performance factor* (SPF) van de warmtepomp.

Installatiebranche

De installatiesector is op dit moment overbelast door de vele informatieaanvragen, maar ook door het tekort aan installateurs en materialen. Dit probleem heeft al de aandacht van de installatie- en zonnebranche. Wat er specifiek voor zonnewarmte speelt is dat er toch nog onbekendheid lijkt te zijn, ook in de installatiewereld, en dat installeren van een zonnewarmtesysteem een vrij complexe aangelegenheid kan zijn. Projectmatige aanpak van zonnewarmte kan zorgen voor lagere kosten, wat mogelijk ook kansen biedt voor de installatiewereld.

Voorbereid op de toekomst

Lagere temperatuur toepassingen voor invulling van de warmtevraag maakt inpassing makkelijker voor diverse technieken, waaronder zonnewarmte. Het lijkt zinvol om hier aandacht aan te geven in communicatie over de energietransitie.

Normering bij nieuwbouw en renovatie

Nieuwbouw: de BENG biedt onvoldoende stimulans om voor zonnewarmte of PVT te kiezen. Bij renovatie (naar een energiepositieve gebouwde omgeving) zouden duidelijke concepten voor integratie van zonnewarmte bij de 'standaard' concepten voor het klimaatneutraal maken van individuele woningen, een blok woningen, straat of wijk toegevoegd moeten worden, omdat zonnewarmte daarbij nu niet gewaardeerd wordt.

Warmtepompen

De verwachte grootschalige uitrol van lucht-waterwarmtepompen kent maatschappelijke aspecten zoals esthetiek (van de verdamper aan de gevel) en overlast (het zoemen van de installatie). Grondwarmtepompen zijn ten opzichte hiervan altijd een betere keus: deze kennen een hogere SPF en de installatie blijft geheel uit het zicht. Nadeel evenwel zijn de hogere kosten. Op dit aspect is PVT wellicht een goed alternatief: daarbij is geen bodembron nodig en de PVT bron maakt geen geluid zoals bij een luchtwarmtepomp. Daarnaast is PVT potentieel

²⁰ Nieuwsbericht: Prijsplafond energie moet huishoudens zekerheid bieden, 20 september 2022, <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2022/09/20/prijsplafond-energie-moet-huishoudens-zekerheid-bieden>

efficiënter dan een lucht-water warmtepomp en levert het daardoor een hogere CO₂ besparing op. De kosten van PVT zijn vooralsnog echter ook hoger dan die van de lucht-waterwarmtepomp, maar mogelijk weegt dit voor gebruikers op tegen bovengenoemde maatschappelijke effecten.

Hybride warmtepomp nieuwe standaard vanaf 2026

Er is nog veel onduidelijk over het voornemen²¹ om de hybride warmtepomp vanaf 2026 de nieuwe standaard te laten worden bij aardgasketelvervanging. Mogelijk liggen hier ook kansen voor zonnewarmte. Uit de analyse in dit rapport volgt dat een combinatie van zonnewarmte met andere technieken veelal voordelig is, wat kan helpen bij het aantonen van de meerwaarde. Voor zonnewarmte is het van groot belang dat bij de te ontwikkelen nieuwe standaard ook warm tapwater meegewogen wordt bij het bepalen van de kenmerken van een energiesysteem. Zou dat niet het geval zijn, dan voegt de zonneboiler op papier niets toe aan de efficiëntie van het systeem, wat zeer onwenselijk is. Dit is één van de belangrijke aanbevelingen uit dit rapport. Daarbij zou ook de waarde van het opslagvat voor het leveren van systeemdiensten inbegrepen kunnen worden. Uitdaging daarbij is om een rekenmethode te hanteren die eenvoudig toe te passen is.

Lokale maatregelen

Ontwikkelkosten: om projecten te realiseren moeten er voorbereidingskosten gemaakt worden, onder andere voor de vergunningen. Voor innovatieve projecten zoals bijvoorbeeld zonnewarmte met seizoensopslag kunnen gemeentes faciliterende maatregelen treffen, zoals bijvoorbeeld vrijstellingen geven van leges.

²¹ Nieuwsbericht van 17 mei 2022: 'Hybride warmtepomp de nieuwe standaard vanaf 2026', <https://www.rijksoverheid.nl/actueel/nieuws/2022/05/17/hybride-warmtepomp-de-nieuwe-standaard-vanaf-2026>

6 Bijlagen

6.1 Energieprijzen

De energieprijzen uit Figuur 2.1 en Figuur 2.2 zijn hieronder in tabelvorm weergegeven.

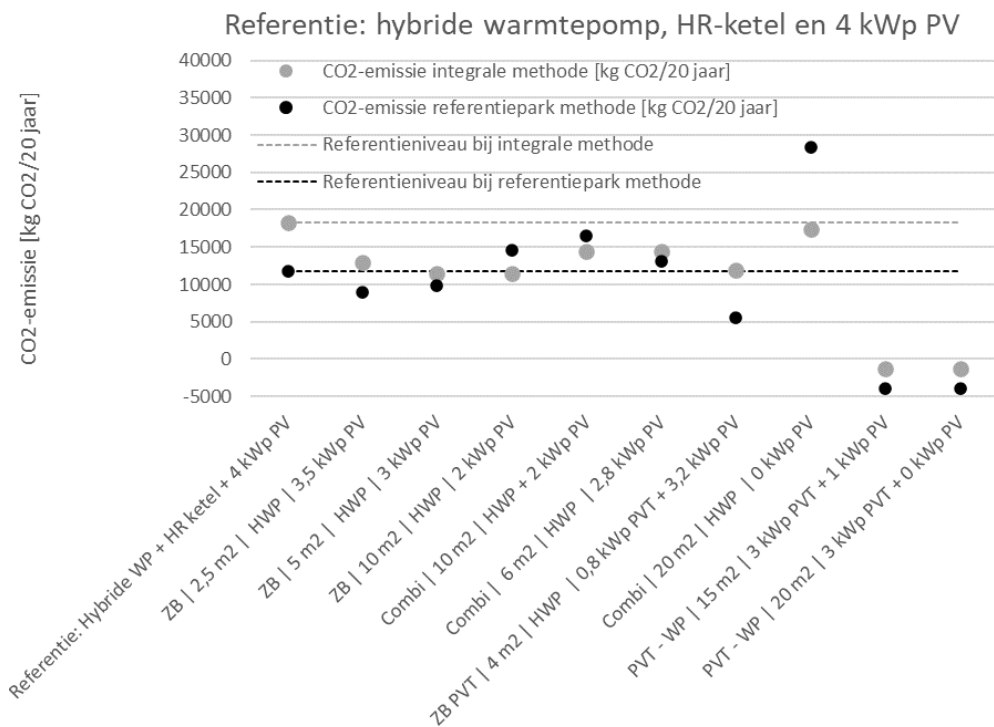
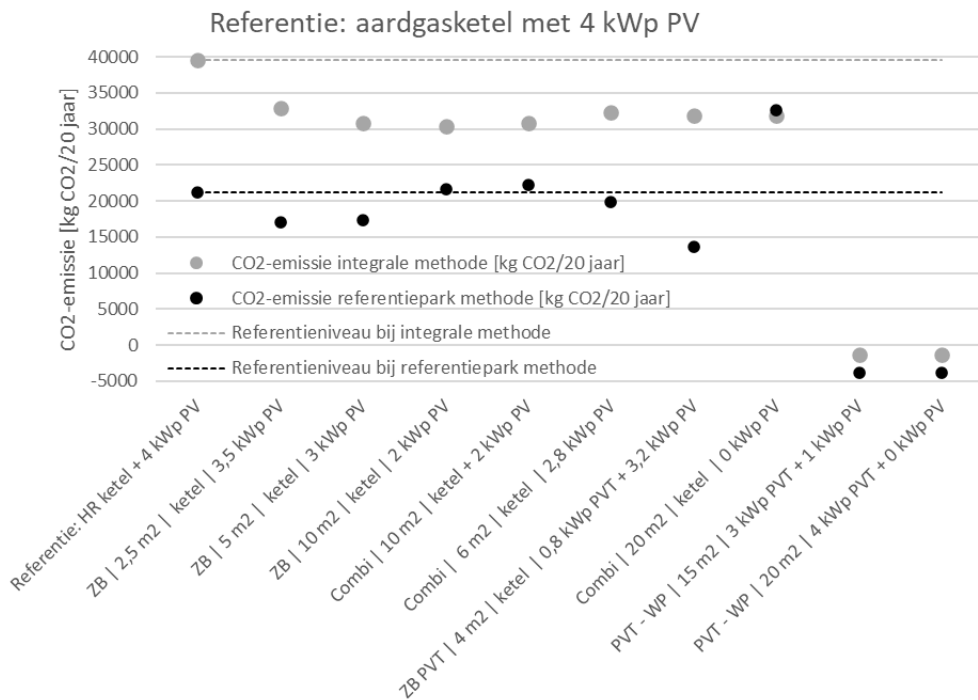
Tabel 6.1 Elektriciteitsprijzen naar afnemer, inclusief energiebelasting (EB) en opslag duurzame energie (ODE), particulier is inclusief btw [EUR2022/kWh]

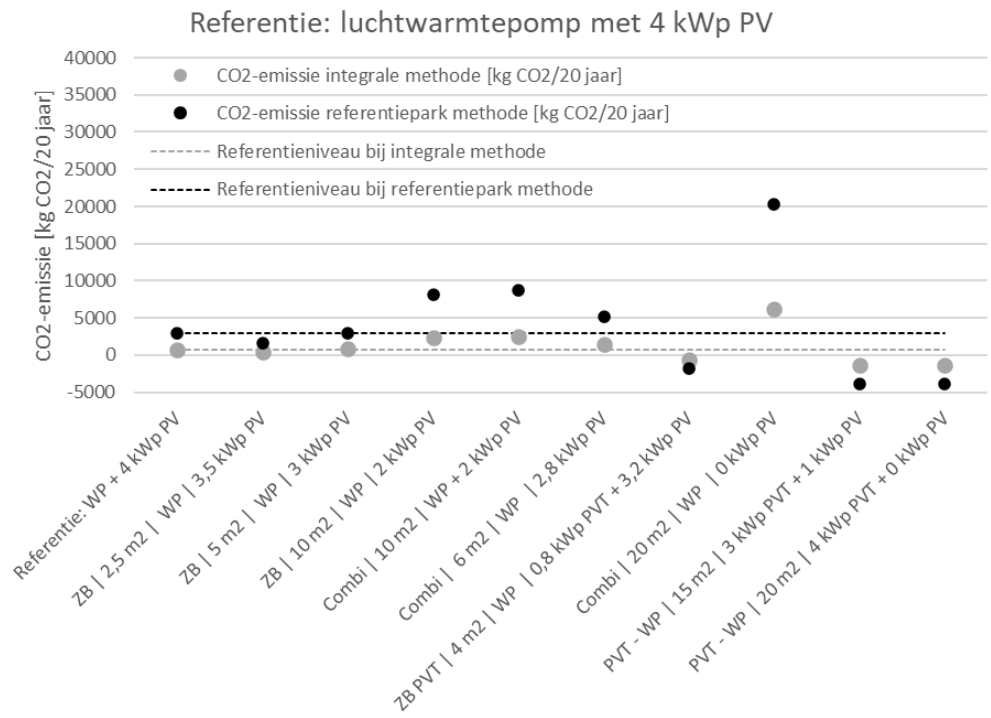
€ ₂₀₂₂ /kWh	2022	2025	2030	2040
Particulier	0,39	0,25	0,21	0,21
Klein kantoor	0,34	0,21	0,17	0,17
Utiliteit	0,33	0,21	0,20	0,20
Utiliteit groot	0,28	0,15	0,14	0,14

Tabel 6.2 Aardgasprijzen naar afnemer, inclusief energiebelasting (EB) en opslag duurzame energie (ODE), particulier is inclusief btw [EUR2022/m³]

€ ₂₀₂₂ /m ³	2022	2025	2030	2040
Particulier	2,19	1,53	1,45	1,45
Klein kantoor	1,90	1,27	1,20	1,20
Utiliteit	1,27	0,58	0,52	0,52
Utiliteit groot	1,21	0,52	0,46	0,46

6.2 CO₂-emissies zonnewarmtevarianten woningen





6.3 Data zonnearmtesystemen

In onderstaande tabellen worden de data voor het doorrekenen van de businesscase weergegeven.

Afkortingen:

ZB	Zonneboiler (alleen voor de productie van sanitair warm water)
Combi	Zonnecombisysteem (voor productie sanitair warm water en ruimteverwarming)
PVT – ZB	PV-thermische collectoren oogsten warmte voor productie sanitair warm water
PVT – WP	PV-thermische collectoren als bron voor een warmtepomp
RV	Ruimteverwarming
SWW	Sanitair Warm Water
HWP	Hybride warmtepomp
Ketel	HR-combiketel
WP	Lucht-water warmtepomp
ZW	Zonnearmte

Noot: de warmte van PVT bij een PVT-warmtepompsysteem wordt indirect gebruikt en wordt daarom niet weergegeven bij de warmteopbrengst van het zonnearmtesysteem, maar resulteert in een hoger rendement van de warmtepomp.

De bronnen voor de data worden in de tekst genoemd.

	Q_sanitair warm water	Q_ruimte- verwarming	Oppervlakte zonnecollec- tor (incl PVT)	Oppervlakte PV (incl PVT)	Vermogen (PV+PVT)	Investering zonnewarmte (incl PVT)	Investering PV	Investering ref / naverwarmer	ISDE ZW + WP
	[kWh/jaar]	[kWh/jaar]	[m2]	[m2]	[kWp]	[EUR]	[EUR]	[EUR]	[EUR]
Referentie: WP + 4 kWp PV	2799	8167	0	20	4	3215	4800	8478	3000
Referentie: HR ketel + 4 kWp PV	2799	8167	0	20	4	3215	4800	1776	0
ZB 2,5 m2 WP 3,5 kWp PV	2799	8167	2.5	18	4	3215	4200	8478	4429
ZB 2,5 m2 ketel 3,5 kWp PV	2799	8167	2.5	18	4	3215	4200	1776	1429
ZB 2,5 m2 € -20% WP 3,5 kWp PV	2799	8167	2.5	18	4	2572	4200	8478	4429
ZB 2,5 m2 € -20% ketel 3,5 kWp PV	2799	8167	2.5	18	4	2572	4200	1776	1429
ZB 5 m2 WP 3 kWp PV	2799	8167	5	15	3	4364	3600	8478	4983
ZB 5 m2 ketel 3 kWp PV	2799	8167	5	15	3	4364	3600	1776	1983
ZB 5 m2 € -20% WP 3 kWp PV	2799	8167	5	15	3	3491	3600	8478	4983
ZB 5 m2 € -20% ketel 3 kWp PV	2799	8167	5	15	3	3491	3600	1776	1983
ZB 10 m2 WP 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2	5100	2400	8478	6637
ZB 10 m2 ketel 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2	5100	2400	1776	3637
ZB 10 m2 € -20% WP 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2	4080	2400	8478	6637
ZB 10 m2 € -20% ketel 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2	4080	2400	1776	3637
ZB PVT 4 m2 WP 0,8 kWp PVT + 3,2 kWp PV	2799	8167	4	16	3	6364	3840	8478	4414
ZB PVT 4 m2 ketel 0,8 kWp PVT + 3,2 kWp PV	2799	8167	4	16	3	6364	3840	1776	1414
Combi 6 m2 WP 2,8 kWp PV	2799	8167	6	14	3	4800	3360	8478	6000
Combi 6 m2 ketel 2,8 kWp PV	2799	8167	6	14	3	4800	3360	1776	3000
Combi 10 m2 WP + 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2	5100	2400	8478	6637

	Q_sanitair warm water	Q_ruimte- verwarming	Oppervlakte zonnecollec- tor (incl PVT)	Oppervlakte PV (incl PVT)	Vermogen (PV+PVT)	Investering zonnewarmte (incl PVT)	Investering PV	Investering ref / naverwarmer	ISDE ZW + WP
Combi 10 m2 ketel + 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2	5100	2400	1776	3637
Combi 20 m2 WP 0 kWp PV	2799	8167	20	0	0	9200	0	8478	9000
Combi 20 m2 ketel 0 kWp PV	2799	8167	20	0	0	9200	0	1776	6000
PVT - WP 20 m2 3 kWp PVT + 1 kWp PV	2799	8167	20	20	4	26000	0	0	4200
PVT - WP 15 m2 3 kWp PVT + 1 kWp PV	2799	8167	15	20	4	23200	0	0	4200
Referentie: HWP + 4 kWp PV	2799	8167	0	20	4.0	3215	4800	4940	2000
ZB 2,5 m2 HWP 3,5 kWp PV	2799	8167	2.5	18	3.5	3215	4200	4940	3429
ZB 2,5 m2 € -20% HWP 3,5 kWp PV	2799	8167	2.5	18	3.5	2572	4200	4940	3429
ZB 5 m2 HWP 3 kWp PV	2799	8167	5	15	3.0	4364	3600	4940	3983
ZB 5 m2 € -20% HWP 3 kWp PV	2799	8167	5	15	3.0	3491	3600	4940	3983
ZB 10 m2 HWP 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2.0	5100	2400	4940	5637
ZB 10 m2 € -20% HWP 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2.0	4080	2400	4940	5637
ZB PVT 4 m2 HWP 0,8 kWp PVT + 3,2 kWp PV	2799	8167	4	16	3.2	6364	3840	4940	3414
Combi 6 m2 HWP 2,8 kWp PV	2799	8167	6	14	2.8	4800	3360	4940	5000
Combi 10 m2 HWP 2 kWp PV	2799	8167	10	10	2.0	5100	2400	4940	5637
Combi 20 m2 HWP 0 kWp PV	2799	8167	20	0	0.0	9200	0	4940	8000
Zonneveld met seizoensopslag	0	840000	2312			1430000	0	35114	0
Zonneveld met seizoensopslag, 20% goedkoper	0	840000	2312			1144000	0	35114	0
Groot zonneveld zonder seizoensopslag	0		50000			14700000	0	929367	0

	Warmteopbrengst SWW	Warmteopbrengst RV/ warmtenet	Elektriciteits- opbrengst PV	Rendement ketel - SWW	Rendement WP - SWW	Rendement ketel - RV	Rendement WP - RV	Onderhouds- kosten
	[kWh/jaar]	[kWh/jaar]	[kWh/jaar]	[-]		[-]		[EUR/jaar]
Referentie: WP + 4 kWp PV	0	0	3600	0.00	2.2	0.00	3.39	167
Referentie: HR ketel + 4 kWp PV	0	0	3600	0.72	0.0	1.04	0.00	100
ZB 2,5 m2 WP 3,5 kWp PV	1401	0	3150	0.00	2.2	0.00	3.39	192
ZB 2,5 m2 ketel 3,5 kWp PV	1401	0	3150	0.72	0.0	1.04	0.00	125
ZB 2,5 m2 € -20% WP 3,5 kWp PV	1401	0	3150	0.00	2.2	0.00	3.39	187
ZB 2,5 m2 € -20% ketel 3,5 kWp PV	1401	0	3150	0.72	0.0	1.04	0.00	120
ZB 5 m2 WP 3 kWp PV	1944	0	2700	0.00	2.2	0.00	3.39	202
ZB 5 m2 ketel 3 kWp PV	1944	0	2700	0.72	0.0	1.04	0.00	135
ZB 5 m2 € -20% WP 3 kWp PV	1944	0	2700	0.00	2.2	0.00	3.39	195
ZB 5 m2 € -20% ketel 3 kWp PV	1944	0	2700	0.72	0.0	1.04	0.00	128
ZB 10 m2 WP 2 kWp PV	2400	0	1800	0.00	2.2	0.00	3.39	208
ZB 10 m2 ketel 2 kWp PV	2400	0	1800	0.72	0.0	1.04	0.00	141
ZB 10 m2 € -20% WP 2 kWp PV	2400	0	1800	0.00	2.2	0.00	3.39	199
ZB 10 m2 € -20% ketel 2 kWp PV	2400	0	1800	0.72	0.0	1.04	0.00	132
ZB PVT 4 m2 WP 0,8 kWp PVT + 3,2 kWp PV	1386	0	2880	0.00	2.2	0.00	3.39	210
ZB PVT 4 m2 ketel 0,8 kWp PVT + 3,2 kWp PV	1386	0	2880	0.72	0.0	1.04	0.00	143
Combi 6 m2 WP 2,8 kWp PV	1307	629	2520	0.00	2.2	0.00	3.39	205
Combi 6 m2 ketel 2,8 kWp PV	1307	629	2520	0.72	0.0	1.04	0.00	138
Combi 10 m2 WP + 2 kWp PV	1637	956	1800	0.00	2.2	0.00	3.39	208

	Warmteopbrengst SWW	Warmteopbrengst RV/ warmtenet	Elektriciteits- opbrengst PV	Rendement ketel - SWW	Rendement WP - SWW	Rendement ketel - RV	Rendement WP - RV	Onderhouds- kosten
Combi 10 m2 ketel + 2 kWp PV	1637	956	1800	0.72	0.0	1.04	0.00	141
Combi 20 m2 WP 0 kWp PV	1800	1560	0	0.00	2.2	0.00	3.39	240
Combi 20 m2 ketel 0 kWp PV	1800	1560	0	0.72	0.0	1.04	0.00	173
PVT - WP 20 m2 3 kWp PVT + 1 kWp PV			3600	0.00	0.0	0.00	0.00	199
PVT - WP 15 m2 3 kWp PVT + 1 kWp PV			3600	0.00	0.0	0.00	0.00	186
Referentie: HWP + 4 kWp PV	0	0	3600	0.72	2.20	1.04	3.20	157
ZB 2,5 m2 HWP 3,5 kWp PV	1401	0	3150	0.72	2.20	1.04	3.20	157
ZB 2,5 m2 € -20% HWP 3,5 kWp PV	1401	0	3150	0.72	2.20	1.04	3.20	152
ZB 5 m2 HWP 3 kWp PV	1944	0	2700	0.72	2.20	1.04	3.20	166
ZB 5 m2 € -20% HWP 3 kWp PV	1944	0	2700	0.72	2.20	1.04	3.20	159
ZB 10 m2 HWP 2 kWp PV	2400	0	1800	0.72	2.20	1.04	3.20	172
ZB 10 m2 € -20% HWP 2 kWp PV	2400	0	1800	0.72	2.20	1.04	3.20	164
ZB PVT 4 m2 HWP 0,8 kWp PVT + 3,2 kWp PV	1386	0	2880	0.72	2.20	1.04	3.20	175
Combi 6 m2 HWP 2,8 kWp PV	1307	629	2520	0.72	2.20	1.04	3.20	170
Combi 10 m2 HWP 2 kWp PV	1637	956	1800	0.72	2.20	1.04	3.20	172
Combi 20 m2 HWP 0 kWp PV	1800	1560	0	0.72	2.20	1.04	3.20	205
Zonneveld met seizoensopslag	0	661203						
Zonneveld met seizoensopslag, 20% goedkoper	0	661203						
Groot zonneveld zonder seizoensopslag	0	17500000						

Dankwoord

Bij de totstandkoming van dit rapport hebben we waardevolle bijdragen ontvangen van zonnearmteleveranciers en -installateurs. Holland Solar heeft een faciliterende rol gespeeld op het gebied van de communicatie en ook in de klankbordgroep, evenals enkele van haar leden. Ook voor zonne-energie in warmtenetten hebben we belangrijke informatie en inzichten uit de markt ontvangen. We danken alle partijen die ons informatie of anderszins input hebben geleverd. Ook danken we opdrachtgevers TKI Urban Energy en RVO. Tenslotte willen we graag onze collega's bij TNO bedanken voor de constructieve feedback en hulp bij het schrijven van dit rapport.