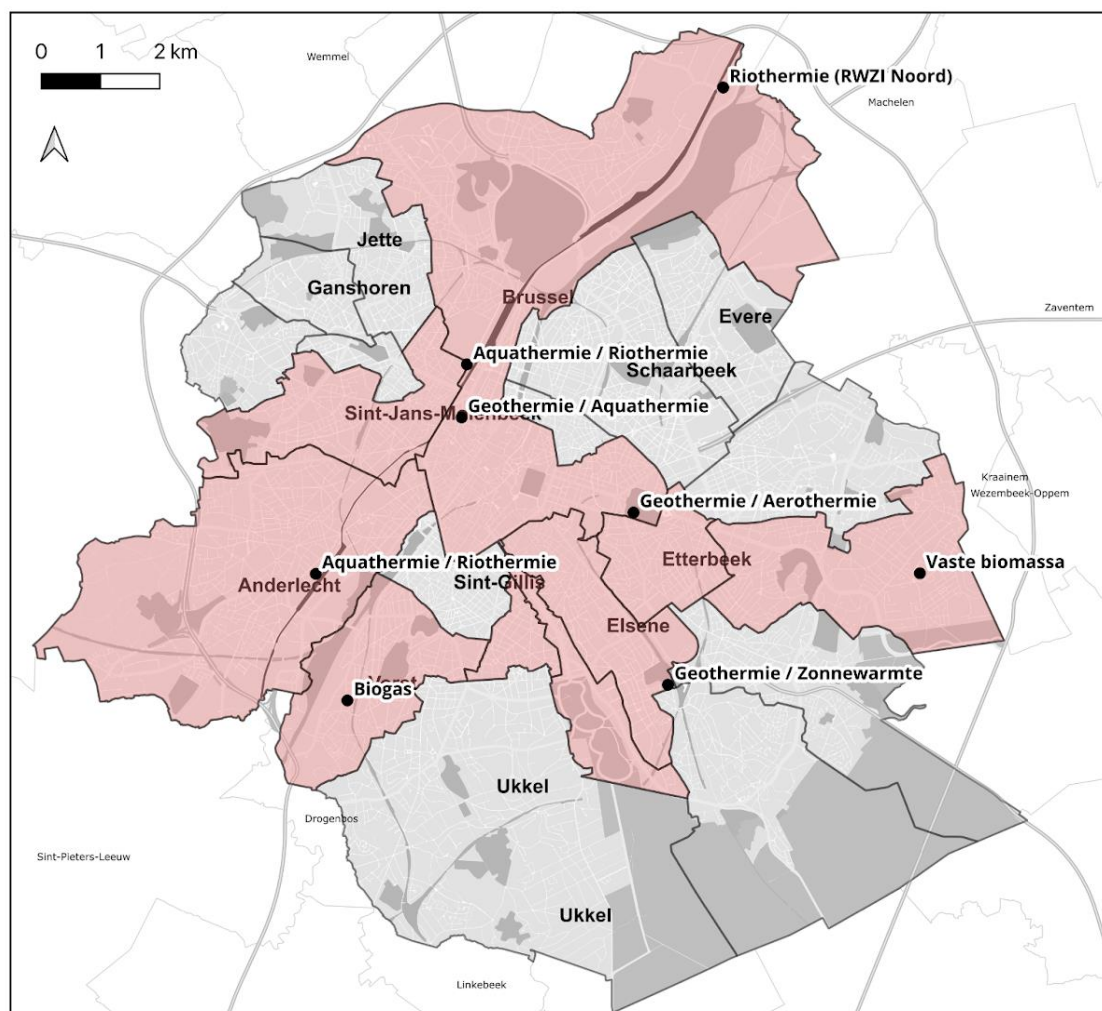


KOOLSTOFVRIJE THERMISCHE ENERGIENETTEN - CASESTUDIES

(Deel 2 rapport)



LEEFMILIEU BRUSSEL

FEBRUARI 2025

INHOUDSOPGAVE

LEXICON.....	2
INLEIDING	3
LINEAIRE DICHTHEID	4
SAMENVATTING VAN DE BELANGRIJKSTE TECHNISCHE GEGEVENS VAN DE BESTUDEERDE NETWERKEN	6
KOSTENANALYSE	6
1. Totale Kosten	6
2. Vergelijking met de individuele koolstofvrije oplossing	10
3. Subsidies	13
TOEGANKELIJKHEID VAN DE BRON	14
KLIMAATANALYSE	14
GEVOELIGHEIDSANALYSE	16
1. Energieprijzen	16
2. CO ₂ - uitsoot.....	17
CONCLUSIE	19

TABELLEN

Tabel 1 : Percentage van de vraag in elke gemeente als functie van de lineaire dichtheid	5
Tabel 2 : Technische gegevens voor netwerken gesorteerd op temperatuurregime (hoge temperatuur in rood)	6
Tabel 3 : Totale CAPEX (€M) en OPEX (€M/jaar) per netwerk	7
Tabel 4 : Gewicht van de component "Energy OPEX" in de totale netwerkkenkosten.....	8
Tabel 5 : Impact van het toevoegen van passieve koeling op de totale vraag (GWh/jaar) en lineaire dichtheid (MWh/jaar/m).....	10
Tabel 6 : Duur van de fasering van netwerkinvesteringen.....	10
Tabel 7 : Kritiek op bepaalde veronderstellingen / vereenvoudigingen in de analyse	13
Tabel 8 : Prijsgevoeligheid van energiedragers	16

GRAFIEKEN

Grafiek 1: Evenwichts lineaire dichtheid voor een gegeven lengte die het concurrentievermogen van het stadsverwarmingsnetwerk garandeert in vergelijking met arothermie (< €150/MWh) voor verschillende bronnen.	4
Grafiek 2 : Equilibrium lineaire dichtheid voor een gegeven netwerklengte en voor verschillende kostenniveaus	5
Grafiek 3 : Gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag	7
Grafiek 4 : Gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag in een geval van gedeelde elektriciteitsproductie... ..	8
Grafiek 5 : Gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag met de verlaging van de investeringskosten voor zonnearmtesystemen	9
Grafiek 6 : Vergelijking van gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag met gestandaardiseerde kosten per MWh passieve warmte- en koudevraag.....	10
Grafiek 7 : Vergelijking van de totale kosten van netwerken tussen de collectieve oplossing en de individuele oplossing zonder koolstofuitstoot: Investering over 20 jaar.	11
Grafiek 8 : Vergelijking van de totale kosten van netwerken tussen de collectieve oplossing en de ontkoolde individuele oplossing: Investerings over 20/40 jaar.	12
Grafiek 9 : Ontvangen subsidies per bestudeerd geval als % van CAPEX	14
Grafiek 10 : Vergelijking van directe en indirecte CO ₂ -emissies tussen individuele koolstofgebaseerde en koolstofvrije oplossingen en de collectieve oplossing.....	15
Grafiek 11 : Genormaliseerde CO ₂ -emissies per MWh verdeelde warmte	16
Grafiek 12 : Effect van energieprijsschommelingen op de totale kosten van de casestudy's	17

Grafiek 13 : Gevoeligheid van de emissiefactor voor elektriciteit (compensatie door doorverkoop van elektriciteit niet in aanmerking genomen voor Vorst) 18

LEXICON

Acroniem	Definitie
BHG	Brussels Hoofdstedelijk Gewest
COP	Coefficient of Performance
LT	Lage temperatuur
RWZI	Rioolwaterzuiveringsinstallatie

INLEIDING

Dit verslag maakt deel uit van een breder kader en maakt deel uit van het tweede deel van de studie naar het koolstofarm maken van de economie¹.

Het onderzoek over decarbonisatie bestaat uit 3 delen:

- Het eerste deel evalueert verwarmingsoplossingen op regionaal niveau²;
- Het tweede richt zich op casestudies voor koolstofarme thermische energienetten;
- Het derde deel is gericht op het identificeren van de obstakels voor de ontwikkeling van hernieuwbare warmte³.

Het uiteindelijke doel van dit onderzoek over decarbonisatie en de verschillende onderdelen ervan is om input te leveren voor de overwegingen van de overheid, zodat zij een regionaal warmteplan kan opstellen dat uiteindelijk deel zal uitmaken van het volgende Lucht-Klimaat Energieplan. Het doel van dit warmteplan is het identificeren van nieuwe maatregelen en het in kaart brengen van de meest geschikte verwarmingsoplossingen voor elk gebouw, afhankelijk van de locatie, kenmerken en het gebruik.

Als onderdeel van het eerste deel over verwarmingsoplossingen op regionaal niveau werd een interessant potentieel geïdentificeerd voor thermische energienetten. In deze context werd de casestudy over thermische energienetten die in dit verslag wordt gepresenteerd, uitgevoerd.

De casestudy bestaat uit een methodologische nota, een factsheet voor elk netwerk en dit verslag.

Ter herinnering: de nota bevat de methodologie die is gebruikt om interessante locaties voor thermische energienetten te identificeren op basis van de warmtevraag in een gebied en het productiepotentieel in dat gebied. Het rapport bevat ook de veronderstellingen in termen van kosten, CO₂-uitstoot en andere factoren die werden gebruikt om een gegevensblad te maken voor elk van de 8 onderzochte netten, waarin hun kenmerken worden opgesomd in termen van ketelinstallatie, netgegevens en financiële, economische en milieu-informatie.

Dit rapport vergelijkt de verschillende netwerken en vat de bevindingen van de verschillende analyses en vergelijkingen samen.

Er moet worden opgemerkt dat vanuit financieel oogpunt geen rekening is gehouden met de individuele alternatieve oplossing voor aardgas, aangezien deze studie zich richt op koolstofarme oplossingen. Als inleiding tot het verslag over deze casestudy (en zoals opgemerkt in deel 1) is het echter belangrijk om te onthouden dat de aardgasoplossing momenteel in bijna alle gevallen financieel goedkoper is op micro-economisch niveau en dat de ontwikkeling van koolstofarme individuele of collectieve oplossingen moeilijk zal blijven zolang het gebruik van aardgas toegestaan blijft en de aardgasprijs zeer concurrerend blijft⁴.

In deze context analyseert deze casestudie (deel 2) 8 fictieve theoretische configuraties voor verschillende thermische energienetten in verschillende gemeenten. Sommige netwerken werken op lage temperaturen met een combinatie van geothermische, aerothermische, thermische zonne-energie, aquathermische of riothermische energie, terwijl andere op hoge temperaturen werken met biogas of biomassa. Het is belangrijk om op te merken dat dit een theoretische casestudy is, die niet uitputtend is en gebaseerd is op geschatte verbruiksgegevens, theoretisch productiepotentieel en een aantal aannames die in de methodologische notitie gedetailleerd worden beschreven. De financiële en economische relevantie van elk netwerk moet geval per geval worden gevalideerd op basis van preciezere gegevens.

Ten slotte is de installatie van de verschillende bestudeerde verwarmingssystemen onderworpen aan het verkrijgen van een voorafgaande stedenbouwkundige vergunning. De in het kader van deze studie uitgevoerde analyses lopen geenszins vooruit op het al dan niet verkrijgen van deze vergunningen.

¹ <https://leefmilieu.brussels/burgers/onze-acties/projecten-en-resultaten/onze-gebouwen-verwarmen-zonder-fossiele-energie-het-onderzoek-over-decarbonisatie-vertelt-ons-meer>

² https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/RAP_20240412_Uitgebreide_verwarmings_en_koelingsbeoordeling_BHG.pdf

³ https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/Raadpleging_van_de_HVAC-sector.pdf

⁴ Opmerking: de invoering vanaf 2027 van ETS 2, waarmee in deze studie geen rekening is gehouden. (<https://leefmilieu.brussels/pro/wetgeving/verplichtingen-en-vergunningen/het-nieuwe-emissiehandelssysteem-voor-gebouwen-en-transport-ets2>).

LINEAIRE DICHTHEID

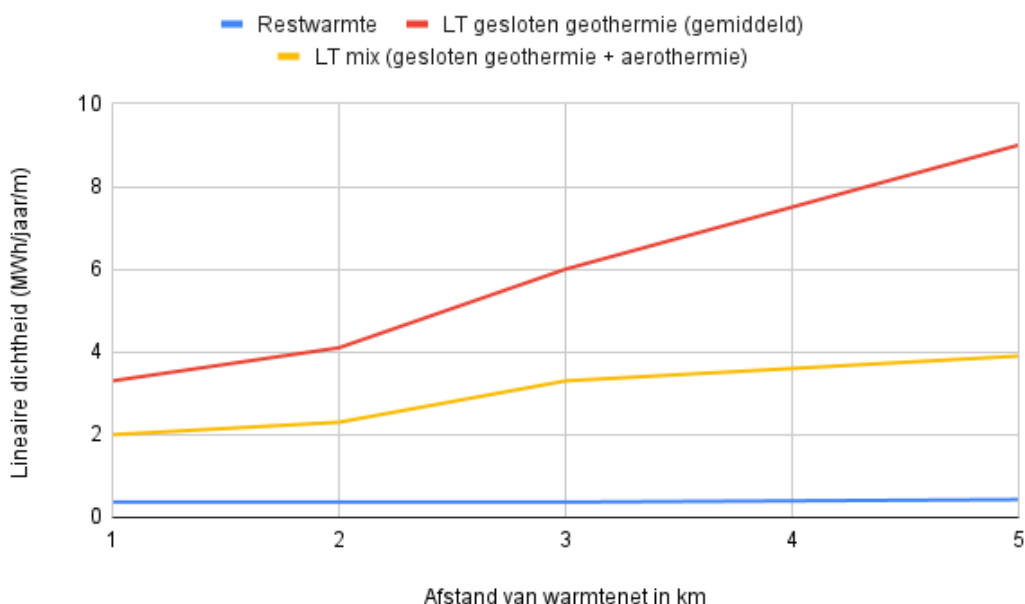
Voordat we de verschillende bestudeerde netwerken met elkaar en met een individuele oplossing gaan vergelijken vanuit economisch oogpunt en in termen van CO₂-uitstoot, is het belangrijk om het concept van lineaire dichtheid⁵ in herinnering te brengen. Het was deze indicator die in deel 1 de relevantie van thermische energienetten voor het BHG onthulde.

Lineaire dichtheid maakt het mogelijk om gebieden te identificeren waar de vraag voldoende geconcentreerd is om investeringen in netwerkinfrastructuur te rechtvaardigen. Dit is echter niet voldoende, want een hernieuwbare energiebron moet ook in voldoende mate beschikbaar zijn in deze energiedichte zone, en tegen een redelijke kostprijs in vergelijking met het individuele alternatief. Alleen dan kan het warmtenet de beste oplossing worden om een gebied koolstofvrij te maken. In deze casestudie worden daarom ook de kosten van warmtelevering in een bepaald gebied voor een gecentraliseerde infrastructuur vergeleken met een individuele oplossing. Deze aanpak wordt regelmatig gebruikt in andere landen, zoals Denemarken, als onderdeel van hun energieplanning⁶.

In het geval van het BHG, en onder de kostenaanname van deze studie, zouden er dus gebieden moeten zijn waar de energiedichtheid voldoende is om investering in een netwerk te rechtvaardigen wanneer de kosten van de warmte die de investering oplevert lager zijn dan bij een individuele hernieuwbare oplossing.

Aangezien de gemiddelde kosten van warmtelevering met een individuele aërothermische warmtepomp worden geschat op 135 tot 160 euro/MWh, afhankelijk van de locatie en het type gebouw, zou de break-even lineaire dichtheid van een warmtenet rond 150 euro/MWh moeten liggen. De grafiek hieronder toont de break-even dichtheid voor verschillende typen thermische energienetten met gemiddelde exploitatiekosten van €150/MWh. Zoals de onderstaande grafiek laat zien, blijft het netwerk, wanneer de bron afvalwarmte is (bv. afvalverbranding), zelfs bij dichtheden van minder dan 1 MWh/jaar/m netwerk concurrerend met individuele aërothermische verwarming. Voor een lagetemperatuurnetwerk (LT) ligt de evenwichtsdichtheid waarschijnlijk tussen 2 en 4 MWh/jaar/m netwerk. De grafiek toont ook de significante impact van de keuze van de energiemix: een netwerk dat uitsluitend wordt gevoed met geothermische energie zal een lineaire dichtheid nodig hebben die gemiddeld meer dan twee keer zo hoog is als een netwerk waarvan de energiemix is geoptimaliseerd (bv. geothermisch en aërothermisch).

De lengte van het netwerk in de grafiek is gedefinieerd als de grootste afstand tussen de verbruikers en de energiebron. Een netwerk met meerdere bronnen die het netwerk voeden op verschillende injectiepunten heeft een kortere lengte bij de bron dan de lengte van de leidingen.

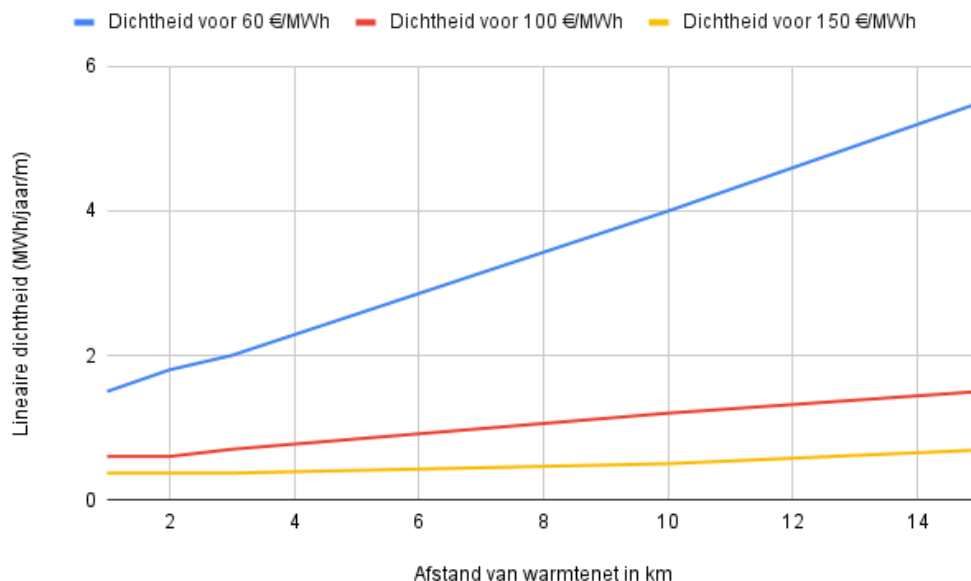


Grafiek 1: Evenwichts lineaire dichtheid voor een gegeven lengte die het concurrentievermogen van het stadsverwarmingsnetwerk garandeert in vergelijking met aërothermie (< €150/MWh) voor verschillende bronnen.

⁵ Zie pagina 11 van de methodologische nota

⁶ Voorbeeld in Kopenhagen, met een projectie van het aandeel energie dat wordt geproduceerd door individuele, gedecentraliseerde (d.w.z. in het gebied van een bestaand distributienetwerk voor verwarming) en gecentraliseerde (d.w.z. in het zogenaamde "transport"-gebied van het verwarmingsnetwerk) installaties in 2050 volgens verschillende scenario's. Pagina 90 van de volgende studie : <https://varmeplanhovedstaden.dk/wp-content/uploads/2022/03/220302-Slutrapport-FFH50-Final.pdf>

Wetende dat er een verband bestaat tussen de warmtebron, de lineaire dichtheid, de lengte van het netwerk en de kosten ervan, is het ook mogelijk om de kosten van het netwerk te variëren om de evenwichtsdichtheid voor een bepaalde bron/technologie te vinden. Grafiek 2 hieronder laat zien dat het mogelijk is om warmteleveringskosten van minder dan € 60/MWh te bereiken voor netten die op afvalwarmte werken. Dit zeer lage kostenniveau vereist echter een hogere dichtheid en/of een kortere lengte.



Grafiek 2 : Equilibrium lineaire dichtheid voor een gegeven netwerk lengte en voor verschillende kostenniveaus

De 8 onderzochte thermische energienetten bevinden zich in 7 gemeenten van het BHG. De onderstaande tabel toont het percentage van het grondgebied van elke gemeente dat wordt bestreken als functie van de lineaire dichtheid.

Lineaire dichtheid → Gemeente ↓	< 2 MWh/jaar/m	[2 ; 4[MWh/jaar/m	[4 ; 6] MWh/jaar/m	> 6 MWh/jaar/m
Etterbeek	0%	0%	4,7%	95,3%
Brussels	3,6%	6,5%	9,3%	80,6%
Sint-Jans-Molenbeek	0,7%	3,3%	12,6%	83,4%
Anderlecht	6,7%	14,1%	18,7%	60,4%
Elsene	0%	2,5%	6,3%	91,3%
Vorst	2,6%	9,5%	20,7%	67,2%
Sint-Pieters-Woluwe	9,4%	44,0%	24,8%	21,7%

Tabel 1 : Percentage van de vraag in elke gemeente als functie van de lineaire dichtheid

Uit deze tabel blijkt dat in de gemeenten Etterbeek, Brussel, Molenbeek en Elsene meer dan 80% van de vraag naar warmte zich in gebieden met een zeer hoge lineaire dichtheid van meer dan 6 MWh/jaar/m bevindt. Op voorwaarde dat er voldoende koolstofarme warmte beschikbaar is, zijn dit gemeenten waar thermische energienetten een zeer belangrijke rol zouden kunnen spelen in de toekomstige energiemix. Voor de gemeente Sint-Pieters-Woluwe hebben thermische energienetten daarentegen minder potentieel.

SAMENVATTING VAN DE BELANGRIJKSTE TECHNISCHE GEGEVENS VAN DE BESTUDEERDE NETWERKEN

De onderstaande tabel toont de belangrijkste technische gegevens van de netwerken die verkregen zijn na de dimensionering van de ketelhuis en de keuze van het tracé (volledig weergegeven in de specifieke fiches van elk netwerk). Er moet worden opgemerkt dat de locatie van de netten werd gekozen om een hoge lineaire dichtheid te verkrijgen, wat een gunstige factor is voor de ontwikkeling van thermische energienetten, hoewel dit criterium niet voldoende is, zoals wordt uitgelegd op pagina 11 van de methodologische nota.

Netwerk	Energie Bron(nen)	Enkele lengte [m]	Vermogen [MW]	Aanvraag [GWh/an]	Lineaire dichtheid [MWh/an/m]	Totaal aantal aansluitingen
Anderlecht	Aquathermie / Riothermie	1170	4,1	8,6	7,4	181
Sint-Jans-Molenbeek-	Aquathermie/ Riothermie	650	3,1	7	10,8	61
Etterbeek	Gesloten geothermie / Aerothermie	970	5,8	12,4	12,8	163
Elsene	Gesloten geothermie / Thermische zonne-energie	160	1,3	2,1	13,1	4
Brussels-Centrum	Gesloten geothermie / Aquathermie	350	1,1	2,3	6,6	30
RWZI Noord	Warmteterugwinning / Riothermie	3580	5,8	12,1	3,4	370
Vorst	Warmtekracht-koppeling + Biogasketel	1790	9,7	20	11,1	289
Sint-Pieters-Woluwe	Biomassa ketel	2170	6,7	14	6,4	165

Tabel 2 : Technische gegevens voor netwerken gesorteerd op temperatuurregime (hoge temperatuur in rood)

Deze technische gegevens worden gebruikt om de hieronder beschreven analyses uit te voeren.

KOSTENANALYSE

1. TOTALE KOSTEN

De onderstaande tabel geeft een overzicht van de CAPEX- en OPEX-kosten van de verschillende onderzochte netten. Hoewel deze tabel het niet mogelijk maakt om de netten met elkaar te vergelijken, geeft hij wel een idee van de kosten die gemeoid zijn met dit type net, met een warmtevraag tussen 2 en 20 GWh/jaar, netlengtes tussen 160 m en 3,6 km en een bediening tussen 4 en 370 klanten.

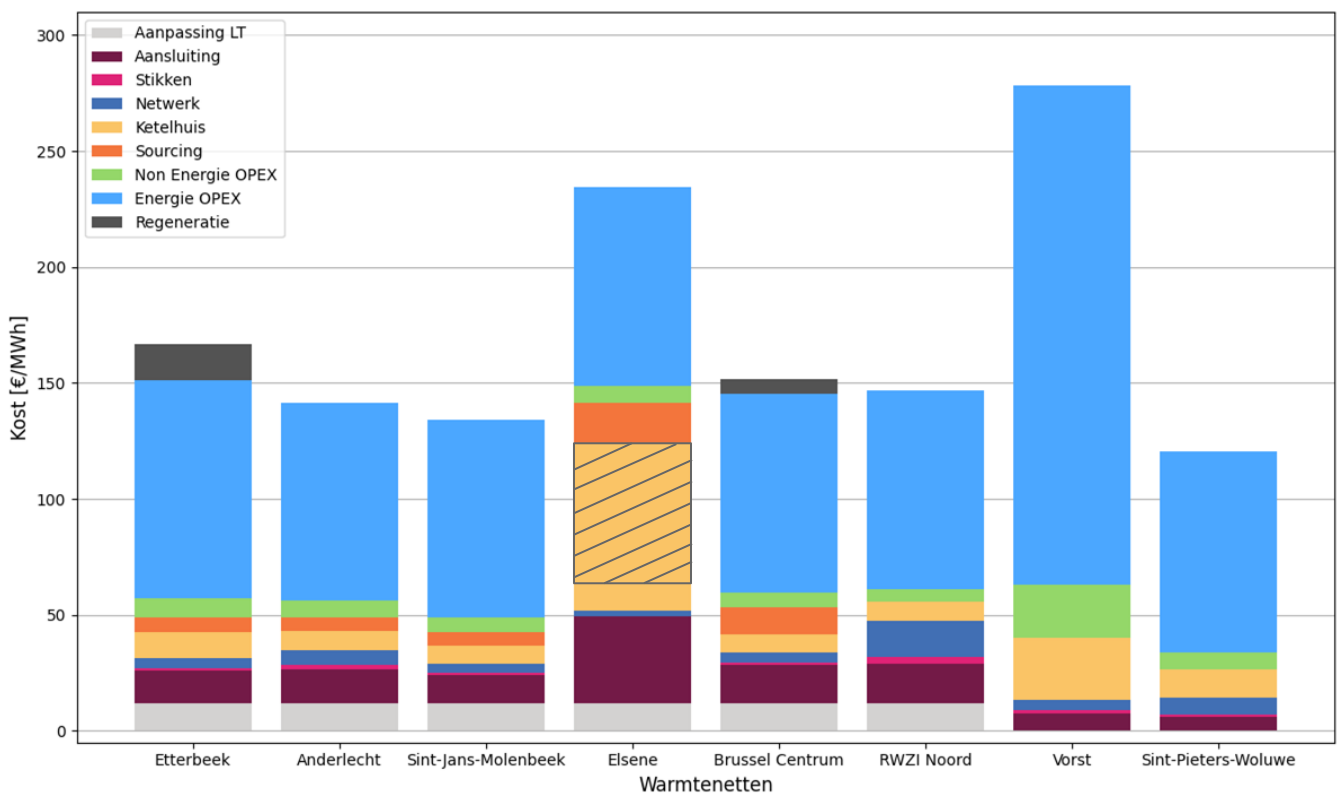
Netwerk	Anderlecht	Brussel-Centrum	RWZI Noord	Etterbeek	Vorst	Elsene	Sint-Jans-Molenbeek	Sint-Pieters-Woluwe
---------	------------	-----------------	------------	-----------	-------	--------	---------------------	---------------------

CAPEX (M€)	10,9	3,3	18	15	18,5	6,9	7,4	9,8
OPEX (M€/an)	0,8	0,2	1,1	1,5	5,3	0,2	0,6	1,3

Tabel 3 : Totale CAPEX (€M) en OPEX (€M/jaar) per netwerk

De totale kosten in €/MWh voor elk bestudeerd geval worden weergegeven in de onderstaande grafiek. Zoals gedetailleerd in de methodologische nota op pagina 19 tot 27, worden de kosten berekend per component, elk gestandaardiseerd om een kost per MWh verdeelde warmte te verkrijgen. De component “stikken” vertegenwoordigt de kosten van de leiding tussen het “netwerk” en het gebouw, terwijl de component “aansluiting” de kosten van het onderstation vertegenwoordigt. De “ketelhuis” dekt alle kosten in verband met de warmteproductie-installatie, met uitzondering van de “sourcing”, die de kosten dekt voor het terugwinnen van energie uit de grond of uit riolen, d.w.z. boringen en geothermische sondes of warmtewisselaars in rioolcollectoren. Regeneratie vertegenwoordigt de kosten in verband met het gebruik van een andere technologie om de onbalans tussen de vraag naar verwarming en koeling voor geothermische energie te compenseren, zodat de capaciteit van de grond om warmte of koeling te leveren na verloop van tijd niet uitgeput raakt.

Voor de eerste 6 netten zijn de kosten voor aanpassing aan lage temperatuur (aanpassing LT) opgenomen om rekening te houden met de noodzaak om radiatoren aan te passen of te vervangen om te kunnen verwarmen bij lage temperatuur.

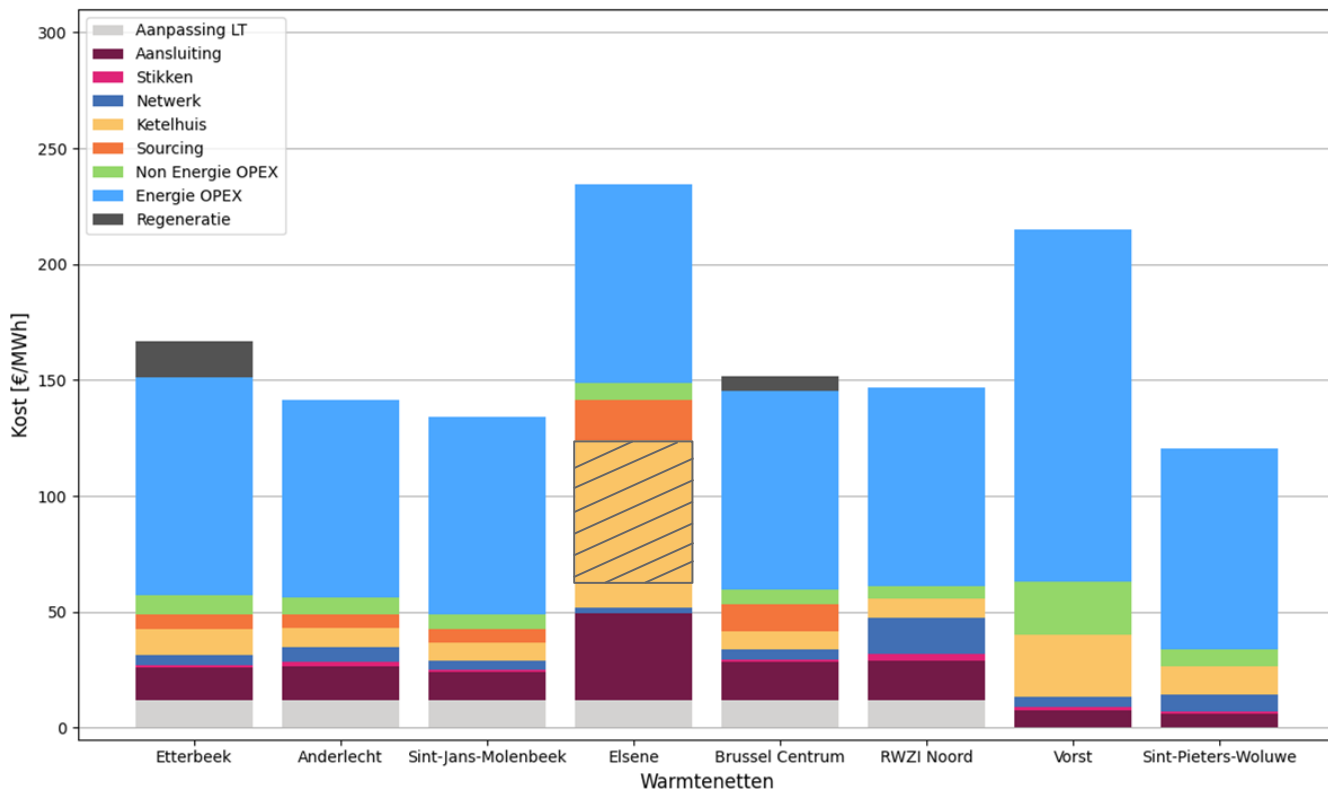


Grafiek 3 : Gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag

Het biomassanetwerk in Sint-Pieters-Woluwe heeft de laagste kosten, terwijl de netwerken in Elsene en Vorst de hoogste kosten hebben en niet concurrerend lijken te zijn. In het geval van Sint-Pieters-Woluwe kan men dus vaststellen dat een klein, lokaal warmtenet gerechtvaardigd kan zijn, ook al lijkt deze gemeente minder bevorderlijk voor de ontwikkeling van thermische energienetten in het algemeen.

In het geval van Elsene zijn er aanzienlijke kosten verbonden aan de regeneratie op basis van thermische zonne-energie (zie gearceerde zone), terwijl in het geval van Vorst, een netwerk dat werkt met warmtekrachtkoppeling op basis van biogas, de belangrijkste reden de lage doorverkooprij van elektriciteit is, die een grote impact heeft op de kosten van de warmteproductie. In een optimistischer geval van het delen van elektriciteit tegen een aantrekkelijker prijs dan die van directe doorverkoop (zie methodologische nota), dalen de kosten van het netwerk

van Vorst inderdaad aanzienlijk, hoewel dit niet voldoende is (zie onderstaande grafiek). De andere netwerken die gebruik maken van warmtepompen hebben vergelijkbare kosten, hoewel de netwerken die gebruik maken van riothermische en aquathermische energie iets goedkoper lijken te zijn dan de netwerken die gebruik maken van geothermische energie.



Grafiek 4 : Gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag in een geval van gedeelde elektriciteitsproductie

Over het algemeen is de grootste component van de totale kosten de aankoop van energie (zie onderstaande tabel). Daarom kan, afhankelijk van de gebruikte energievectoren, het risico van variatie in deze totale kosten groter of kleiner zijn. De casestudie “Vorst” met warmtekrachtkoppeling op basis van biogas als belangrijkste bron wordt het meest beïnvloed door dit risico, gezien het grote aandeel van energiegerelateerde OPEX in de totale kosten. Dit aandeel is voornamelijk te wijten aan de efficiëntie van de technologie. Van alle technologieën is warmtekrachtkoppeling het meest inefficiënt en vereist daarom de meeste energie. Ten slotte zou in het geval van geëlektrificeerde oplossingen (geothermisch, aquathermisch, enz.) de toevoeging van lokale hernieuwbare elektriciteitsproductie meer veerkracht kunnen bieden bij schommelingen in aankooprijzen. Dit scenario is niet geëvalueerd in dit rapport.

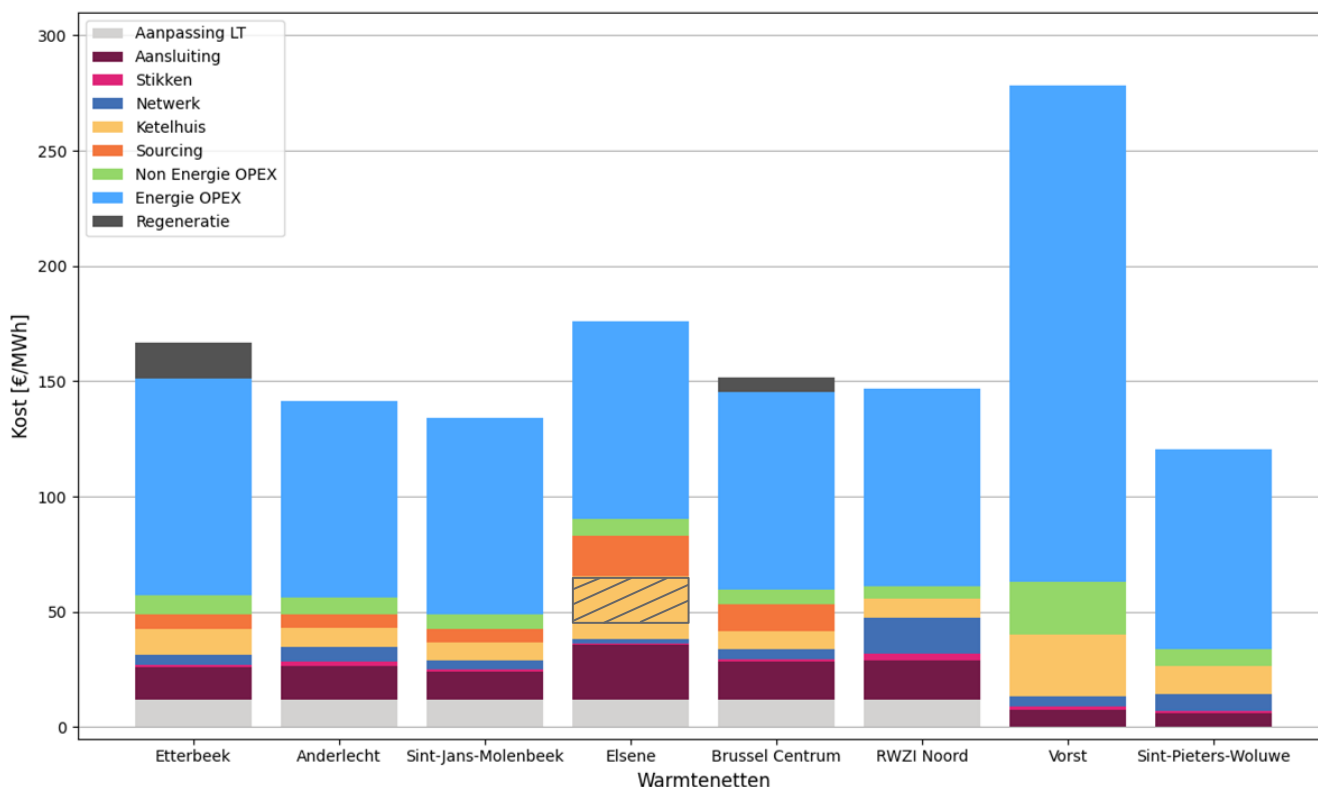
Netwerk	Etterbeek	Anderlecht	Sint-Jans-Molenbeek	Elsene	Brussel-Centrum	RWZI Noord	Vorst	Woluwe
Energie OPEX	57%	61%	64%	35%	57%	61%	77%	73%
OPEX [€/MWh]	94	86	86	86	86	86	215 ⁷	87

Tabel 4 : Gewicht van de component “Energy OPEX” in de totale netwerkcosten

Deze resultaten weerspiegelen ook “goede” en “slechte” praktijken in termen van de energiemix. In het geval van Elsene lijkt het gebruik van thermische zonne-energie alleen om de bodem te regenereren geen optimale oplossing, gezien de hoge investeringskosten van deze technologie (zie gearceerde zone in Grafiek 3). Er moet worden opgemerkt dat de beschouwde investeringskosten vrij pessimistisch zijn in vergelijking met de verschillende

⁷ Deze waarde houdt rekening met de doorverkoop van groene elektriciteit.

Europese trends⁸. Door deze investeringskosten te verlagen om ze in overeenstemming te brengen met de prijzen in Denemarken (zie voetnoot), komt de casestudie “Elsene” terug op een concurrerend niveau in vergelijking met de andere bestudeerde netten (zie Grafiek 5).



Grafiek 5 : Gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag met de verlaging van de investeringskosten voor zonnewarmtesystemen

Koude verkoop

Sommige van de hierboven beschreven netwerken, zoals geothermische netwerken met lage temperatuur, kunnen in de zomer passief koelen dankzij de natuurlijke koude temperatuur van de ondergrond. De koeling wordt “passief” genoemd omdat het de koelte van de grond rechtstreeks gebruikt om gebouwen te koelen, zonder gebruik te maken van energieverblindende compressoren, in tegenstelling tot actieve koeling (warmtepompen in omgekeerde modus, airconditioners, enz.). Dit principe maakt het dus mogelijk om te voldoen aan de koelvraag van de gebouwen die zijn aangesloten op het netwerk en tegelijkertijd een deel van de energie die wordt onttrokken aan de ondergrond te regenereren met behulp van de warmte die wordt onttrokken aan de gebouwen.

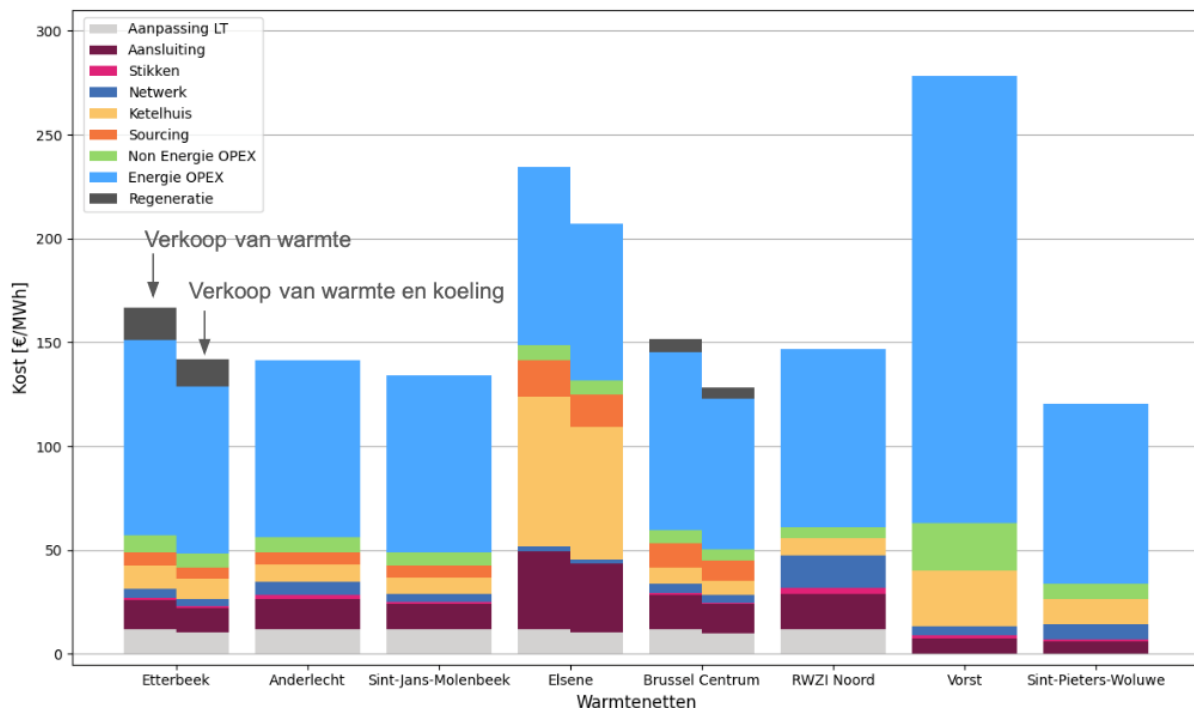
Deze passieve koeling kan ook worden meegenomen in de kostenanalyse. Naast de verkoop van warmte aan consumenten in de winter, dekt het netwerk de vraag naar koeling in de zomer. Aangezien er geen extra kosten verbonden zijn aan deze koeldienst, verbetert de verkoop van passieve koeling de lineaire dichtheid (Tabel 5) evenals de totale kosten van de netten (Grafiek 6), aangezien de kosten van de netten genormaliseerd worden voor een grotere hoeveelheid geleverde energie (warmte + koude).

Netwerk	Etterbeek	Elsene	Brussels-Centrum
Warmtevraag [GWh/jaar]	12,4	2,1	2,3
Lineaire dichtheid [MWh/jaar/m]	12,8	13,1	6,6
Vraag naar warmte en koeling [GWh/jaar]	14,6	2,4	2,7

⁸ Residentiële vlakke zonnepanelen kosten tussen €670 en €1.200/m² in België, Nederland en het VK. Voor grotere systemen kunnen de prijzen in deze landen dalen tot €400/m². Denemarken heeft zeer lage prijzen, tussen €170 en €216/m² voor grote installaties ([Solarthermalworld](#)) ([Renewable Energy Hub](#)) ([Solar Guide](#)) ([IEA SHC](#))..

Lineaire dichtheid [MWh/jaar/m]	15	15,1	8
---------------------------------	----	------	---

Tabel 5 : Impact van het toevoegen van passieve koeling op de totale vraag (GWh/jaar) en lineaire dichtheid (MWh/jaar/m)



Grafiek 6 : Vergelijking van gestandaardiseerde kosten per MWh warmtevraag met gestandaardiseerde kosten per MWh passieve warmte- en koudevraag

NB: De netwerkkosten die in de rest van dit rapport in beschouwing worden genomen, zijn de kosten die uitsluitend betrekking hebben op de verkoop van warmte.

2. VERGELIJKING MET DE INDIVIDUELE KOOLSTOFVRIJE OPLOSSING

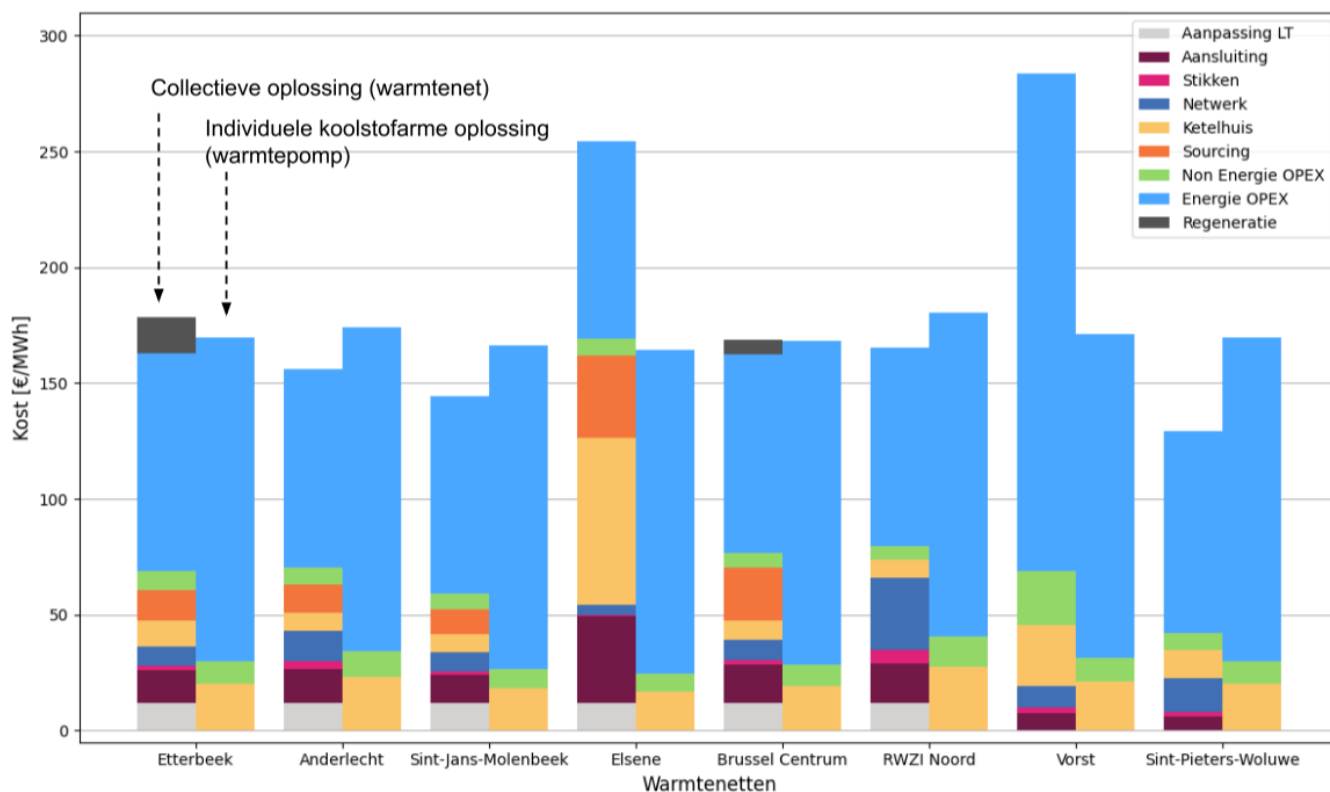
Er zijn twee investeringsperiodes bestudeerd voor de vergelijking tussen de collectieve oplossing en de individuele oplossing zonder CO₂-uitstoot. In het eerste geval (Grafiek 7) bedraagt de investeringsperiode 20 jaar voor alle betrokken componenten: aanpassing voor lage temperatuur (LT), aansluiting, aftapping, netwerk, ketelhuis & sourcing. In het tweede geval (Grafiek 8) wordt een onderscheid gemaakt tussen componenten die in 20 jaar kunnen worden afgeschreven en componenten die in 40 jaar kunnen worden afgeschreven. Gezien de levensduur van bepaalde componenten kan de investering over een langere periode worden gespreid. In dit tweede geval is de investeringsperiode voor de componenten sourcing, netwerk en piping dus 40 jaar (de andere componenten blijven 20 jaar). Het is belangrijk op te merken dat toegang tot 40-jarige financiering in de huidige situatie moeilijk te verkrijgen is en een tegenprestatie vereist, zoals een garantie. De onderstaande tabel vat deze twee scenario's samen.

CAPEX Component	Ketelhuis	Sourcing	Netwerk	Stikken	Aanpassing Lage Temperatuur	aansluiting
Geval 1: Duur van de investering	20	20	20	20	20	20
Geval 2: Duur van de investering	20	40	40	40	20	20

Tabel 6 : Duur van de fasering van netwerkinvesteringen

Dit onderscheid tussen de twee gevallen heeft een invloed op de totale kosten. Hoe meer de investering wordt gespreid over de lange termijn, hoe lager het aandeel van de CAPEX in de totale kosten. De grafieken hieronder illustreren deze trend en laten het belang ervan zien, vooral in het geval van geothermische energie.

Er moet worden opgemerkt dat in de onderstaande vergelijkingen tussen individuele en collectieve oplossingen geen rekening is gehouden met de kosten voor de aanpassing van het elektriciteitsdistributienetwerk, waardoor individuele oplossingen effectief kunnen worden ingezet.



Grafiek 7 : Vergelijking van de totale kosten van netwerken tussen de collectieve oplossing en de individuele oplossing zonder koolstofuitstoot: Investering over 20 jaar.

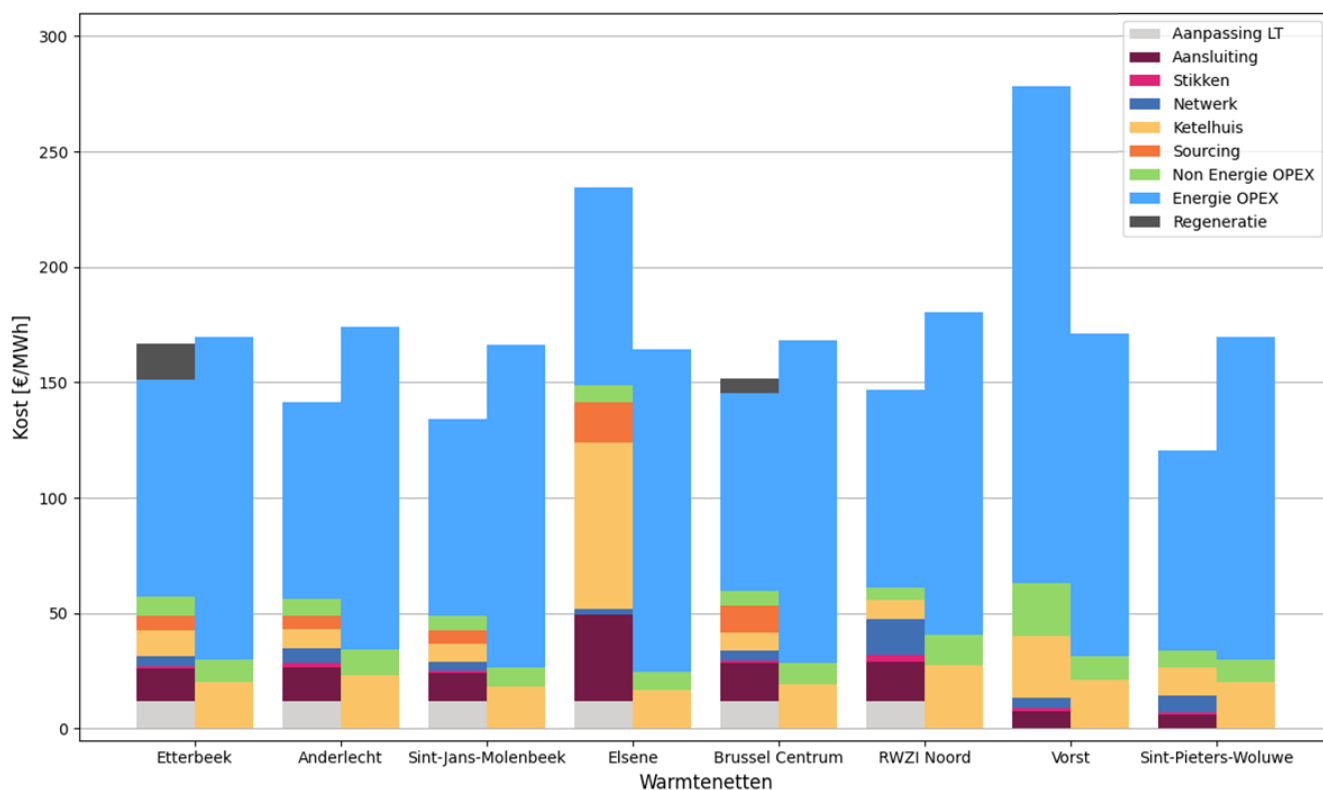
In Grafiek 7 is de collectieve oplossing voordeliger in de helft van de bestudeerde gevallen:

- Netwerken met een aquathermische/riothermische mix (Anderlecht en Molenbeek);
- Het RWZI Noord-netwerk;
- Het biomassanetwerk Sint-Pieters-Woluwe.

Voor de andere helft zijn de conclusies als volgt:

- De casestudie van Elsene (gesloten geothermie en thermische zonne-energie) wordt benadeeld door de keuze van de technologieën en de combinatie ervan. Zoals hierboven vermeld leidt het gebruik van thermische zonne-energie, die hoge investeringskosten met zich meebrengt, voor regeneratiedoelinden tot een verlies van geld en energie. De warmte van de zonne-energie zou rechtstreeks binnen het netwerk gebruikt kunnen worden voor bijvoorbeeld sanitair warm water. Deze oplossing is technisch gezien niet optimaal onder de huidige aannames en kan daarom niet concurreren met een alternatieve individuele koolstofvrije oplossing. Maar in dit geval is het zinvoller om de investeringskosten te verlagen en het gebruik van zonne-energie te optimaliseren.
- Hetzelfde geldt voor de casus “Vorst” (warmtekrachtkoppeling op basis van biogas), die minder efficiënt is dan de individuele oplossing. Hoewel de productie van hernieuwbare elektriciteit geld oplevert, is de energiecomponent te hoog in de netwerkoplossing. Overwegen om een energiegemeenschap op te zetten om de wederverkoopprijs van elektriciteit te verbeteren zou de winstgevendheid van dit netwerk verbeteren, zoals getoond in Grafiek 4, maar zou niet voldoende zijn.
- Tot slot hebben de gesloten geothermische gevallen van “Etterbeek” en “Brussel-Centrum” een totale kost die nauwelijks hoger is dan hun equivalent in een individuele koolstofarme oplossing.

Hoewel dit voor alle casestudy's geldt, is de verandering in de duur van de investering vooral significant in het geval van de casestudy's "Etterbeek" en "Brussel-Centrum". In Grafiek 8 worden de totale kosten van de collectieve oplossing voordeliger wanneer de investering wordt gespreid over de werkelijke levensduur van de verschillende netwerkcomponenten.



Grafiek 8 : Vergelijking van de totale kosten van netwerken tussen de collectieve oplossing en de ontkoolde individuele oplossing: Investerings over 20/40 jaar.

Bepaalde factoren met betrekking tot de veronderstellingen die gebruikt zijn om deze resultaten te verkrijgen, moeten in gedachten gehouden worden bij het vergelijken van individuele en collectieve oplossingen. Bepaalde technische of vereenvoudigende veronderstellingen leiden namelijk tot resultaten ten gunste of ten nadele van collectieve oplossingen. Deze elementen worden opgesomd in de onderstaande tabel:

Criteria	Veronderstellingen analyse	Opmerking
In de analyse gebruikte aannames die vanuit financieel oogpunt tegen de thermische energienetten werken		
Levensduur warmtepomp	20 jaar	De veronderstelde levensduur van individuele luchtwarmtepompen is een optimistische schatting.
Prijs van elektriciteit	350 €/MWh	In de analyse wordt geen rekening gehouden met het mogelijke economische voordeel voor thermische energienetten (identieke kosten tussen individuele elektriciteit en elektriciteit van het net). Een energieprofessional kan streven naar 20% lagere tarieven op de grondstof, en afhankelijk van de locatie en het vermogen kan het warmtenet mogelijk rechtstreeks worden aangesloten op het transmissienetwerk, wat lagere netwerkcosten voor elektriciteit met zich meebrengt.
Optimaal profiteren van de kou	/	Koeling werd niet meegenomen in de studie. Dit zou het echter mogelijk maken om : <ul style="list-style-type: none"> - dezelfde leidingen te gebruiken voor zowel verwarming als koeling (netwerk van de 5e generatie) ; - de koude gebruiken om de ondergrond te regenereren;

		<ul style="list-style-type: none"> – een COP van ongeveer 50 bereiken voor koelproductie, vooral dankzij vrije koeling, terwijl de COP voor koeling voor individuele oplossingen ongeveer 4 is.
Aanluitingskosten		De aanluitingskosten voor grote energiecentrales zijn veel lager dan die voor kleine energiecentrales, waarmee geen rekening is gehouden (daling van de aankoop prijs van apparatuur). Hierdoor kan het warmtenet in het nadeel zijn ten opzichte van de individuele oplossing.
Het beheer van piekverbruik optimaliseren	/	Het is mogelijk om het ontwerp van een warmtenet te optimaliseren door er rekening mee te houden dat deze niet de individuele piekverbruik van grote verbruikers hoeft te dekken. Dit kan worden bereikt door een kleinere, gedecentraliseerde aerothermische warmtepomp te gebruiken.
Optimistische veronderstellingen, die vanuit financieel oogpunt in het voordeel van thermische energienetten spelen in de analyse		
Onrijpheid van de sector	/	De kostencomponenten die in aanmerking worden genomen voor het netwerk kunnen als optimistisch worden beschouwd gezien de onvolwassenheid van de sector.

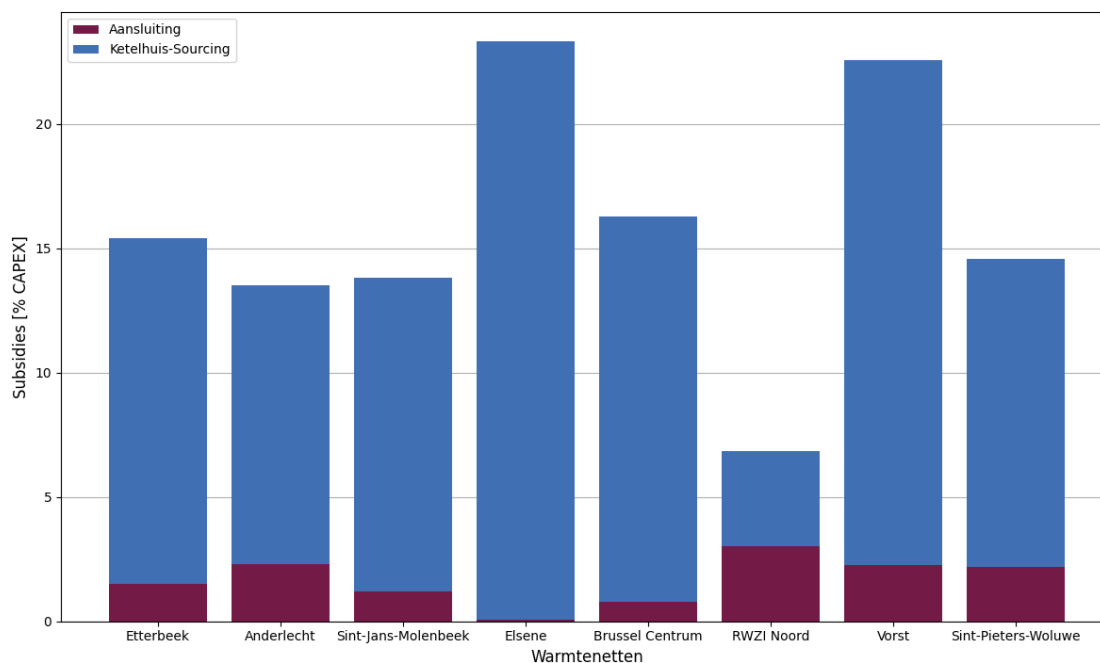
Tabel 7 : Kritiek op bepaalde veronderstellingen / vereenvoudigingen in de analyse

3. SUBSIDIES

Er worden momenteel twee soorten subsidies toegekend in het kader van het Renolution-premiesysteem. De subsidies die worden verkregen voor elke residentiële aansluiting en de subsidies die een deel van het ketelhuis en de sourcing dekken. Hoewel de investeringen in het netwerk aanzienlijk zijn, worden ze momenteel niet financieel ondersteund. De Figuur hieronder toont de huidige potentiële subsidies (aansluiting, ketelhuis en sourcing) voor elk bestudeerd geval op basis van de Renolution-premies die in 2024 van kracht zijn.

Er moet worden opgemerkt dat enerzijds deze subsidies niet zijn meegenomen in de kostenanalyse om de totale kosten van elke oplossing te kunnen vergelijken en anderzijds dat deze resultaten zijn berekend op basis van een uiteindelijk aansluitingspercentage van 100%. Het is echter onwaarschijnlijk dat al deze aansluitingen aanwezig zullen zijn vanaf de eerste netwerkinvesteringsfase.

Twee casestudies onderscheiden zich van de andere door hun verdeling van subsidies: de casestudie “Elsene” (geothermie & zonne-energie) en de casestudie “RWZI Noord”, die een tegengesteld gedrag illustreren. Het Elsene-netwerk is zeer kort, met een proportioneel zeer hoge CAPEX voor de ketelhuis, terwijl het RWZI-netwerk het langst is, met relatief lage investeringskosten voor de ketelhuis. Het eerste geval profiteert dus vooral van subsidies die gekoppeld zijn aan de ketelhuis, terwijl de subsidies in het tweede geval sterk steunen op premies voor de aansluiting van verbruikers.



Grafiek 9 : Ontvangen subsidies per bestudeerd geval als % van CAPEX

TOEGANKELIJKHEID VAN DE BRON

Het Etterbeeknetwerk is een goed voorbeeld van de beschikbaarheid en het gebruik van geothermische bronnen. In dit netwerk is 8% van de oppervlakte van het Jubelpark toegewezen aan geothermische boorputten, terwijl het resulterende warmteproductiepotentieel slechts twee zeer grote gebouwen van de Europese instellingen van warmte zou hebben voorzien. Als deze openbare ruimtes beschikbaar worden gemaakt voor geothermische energie en thermische energienetten, moeten ze worden beheerd en gedeeld, zodat alle Brusselaars er toegang toe hebben. Zonder een goed beheer van deze ruimten bestaat er een reëel risico dat een handvol zeer grote verbruikers de bron zal monopoliseren. Naast het beheer van deze gebieden en de verbruikers die door geothermische energie worden bevoorrad, is er ook de vraag waar de boorputvelden moeten komen. De optimalisering van hun locatie zou kunnen worden overwogen in partnerschap met stadsontwikkelingsprojecten, zodat voorrang wordt gegeven aan bebouwde gebieden.

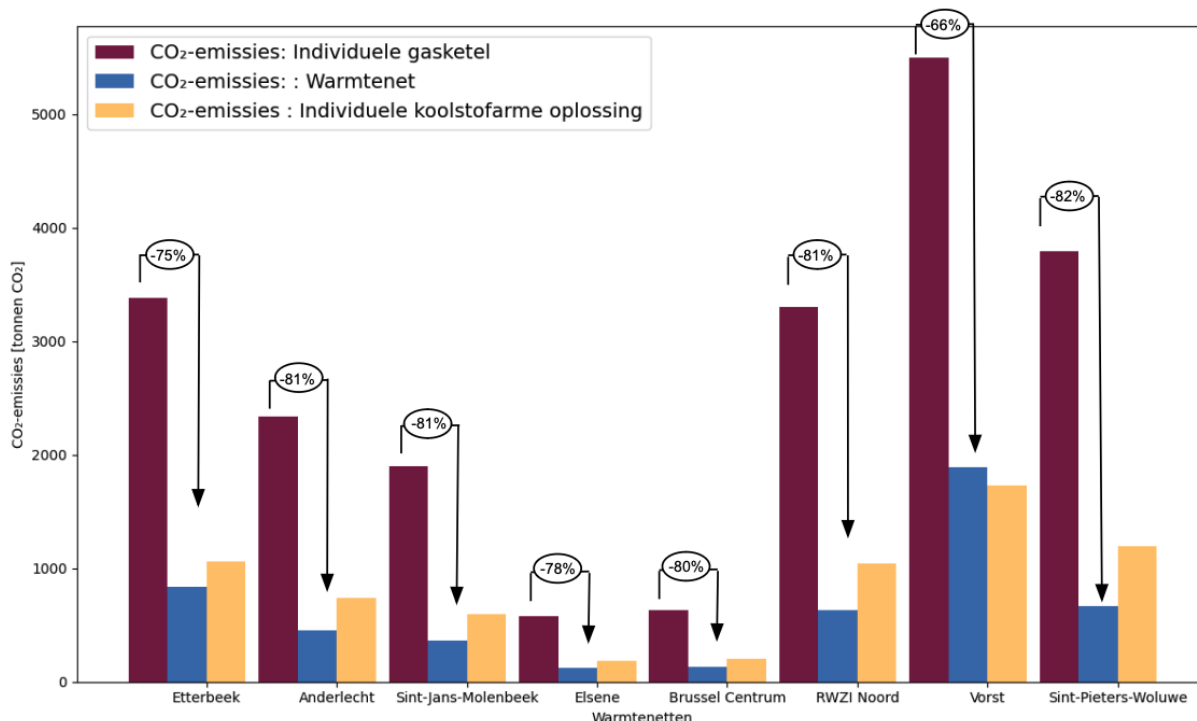
Gesloten geothermische energie is een technologie die veel ruimte inneemt op de grond, terwijl open geothermische energie minder grondoppervlak nodig heeft voor hetzelfde vermogen. Vanuit het oogpunt van toegankelijkheid tot de bron is open geothermische energie daarom beter geschikt voor verwarmingsnetwerken dan gesloten geothermische energie.

KLIMAATANALYSE

Grafiek 10 vergelijkt de CO₂eq-emissies in verband met de verbranding of het gebruik van elektriciteit in het ketelhuis van de verschillende onderzochte netten volgens het type verwarmingssysteem dat werd ontwikkeld. Drie systemen worden vergeleken:

- Het individuele op koolstof gebaseerde systeem, d.w.z. de aardgasketel;
- Het koolstofarme collectieve systeem, d.w.z. het thermische energienetwerk;
- Het standaard koolstofarme individuele systeem, d.w.z. de aërothermische warmtepomp.

De verschillende gebruikte emissiefactoren zijn gedocumenteerd in de methodologische nota.



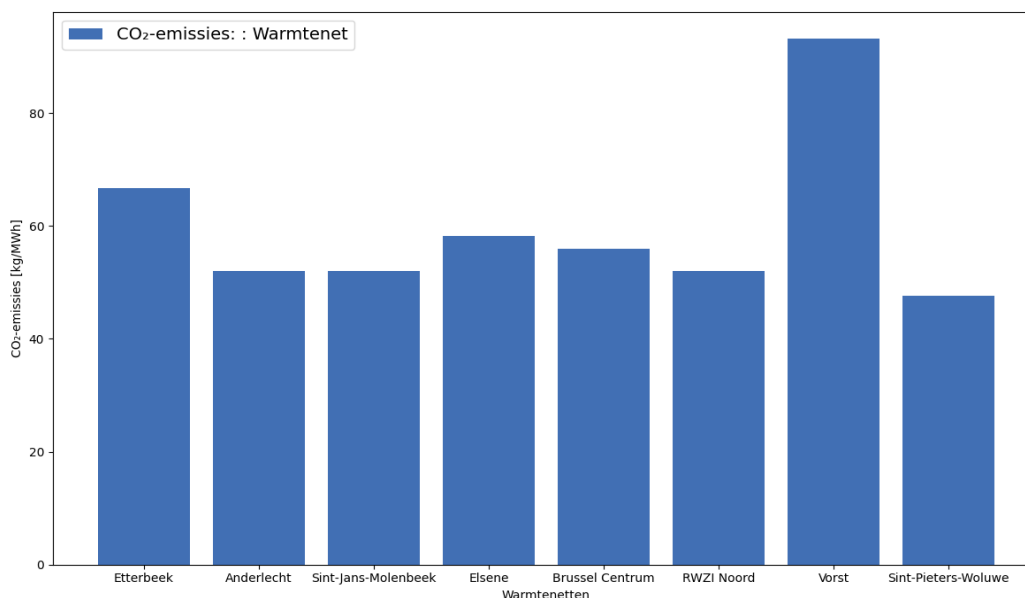
Grafiek 10 : Vergelijking van directe en indirecte CO₂-emissies tussen individuele koolstofgebaseerde en koolstofvrije oplossingen en de collectieve oplossing

In de meeste gevallen is de collectieve oplossing de oplossing die de minste CO₂ uitstoot. In het geval van het netwerk te Vorst (warmtekrachtkoppeling op basis van biogas) komen de emissies overeen met het deel van het biogas dat nodig is om warmte te produceren. Deze emissies zijn hoog vanwege het relatief “slechte” verbrandingsrendement van biogas voor warmteproductie, hoewel het totale rendement (warmte + elektriciteit) van warmtekrachtkoppeling beter is dan wanneer biogas in twee verschillende processen zou worden verbrand.

Het verschil tussen de koolstofintensieve individuele oplossing en de koolstofvrije collectieve oplossing is aanzienlijk. Gemiddeld wordt 78% van de uitstoot vermeden, wat neerkomt op meer dan 16330 ton CO₂ per jaar wanneer alle bestudeerde netwerken bij elkaar worden opgeteld, of de jaarlijkse uitstoot van ongeveer 806 inwoners van Brussel⁹.

Grafiek 11 toont de gestandaardiseerde emissies op de warmtevraag voor collectieve oplossingen. Deze emissies worden weergegeven in kg/MWh. Ze worden verkregen door de emissies per jaar te delen door de vraag die door het net wordt gedekt.

⁹ De gemiddelde koolstofvoetafdruk van een Brusselaar wordt geraamd op 20,26 ton CO₂-equivalent in 2019. Bron IBSA (bevolking) en Leefmilieu Brussel (<https://leefmilieu.brussels/burgers/tools-en-data/het-milieu-stand-van-zaken/emissies-van-broeikasgassen>)



Grafiek 11 : Genormaliseerde CO₂-emissies per MWh verdeelde warmte

De belangrijkste bevindingen uit deze Figuur zijn als volgt:

- De emissies in termen van CO₂ per MWh geproduceerde warmte zijn vergelijkbaar voor de verschillende netten, behalve voor het net met warmtekrachtkoppeling op biogas.
- Van de laagtemperatuurtechnologieën (d.w.z. geothermie, aquathermie, riothermie, aërothermie, enz.) hebben de gevallen met geothermie (“Etterbeek”, “Elsene”, “Brussel-Centrum”) hogere CO₂-emissiewaarden als gevolg van de regeneratie van de ondergrond (concept toegelicht in de methodologische nota op pagina 15). Het verschil zal groter of kleiner zijn afhankelijk van de efficiëntie van de regeneratie.
- Biomassa is vandaag de dag de technologie met de minste CO₂-uitstoot, zolang deze afkomstig is van duurzaam beheerde biomassa. De CO₂-emissies in verband met rookgasbehandeling, bestaande uit andere verontreinigende stoffen zoals PM_{2,5} en NO₂, zijn echter niet in deze berekening opgenomen.
- Tot slot, hoewel biogas niet de energiedrager met de hoogste emissiefactor is, heeft de casestudie “Vorst”, zoals hierboven uitgelegd, te lijden onder een lager rendement wanneer alleen rekening wordt gehouden met de productierendementen gekoppeld aan de warmte van de warmtekrachtkoppeling.

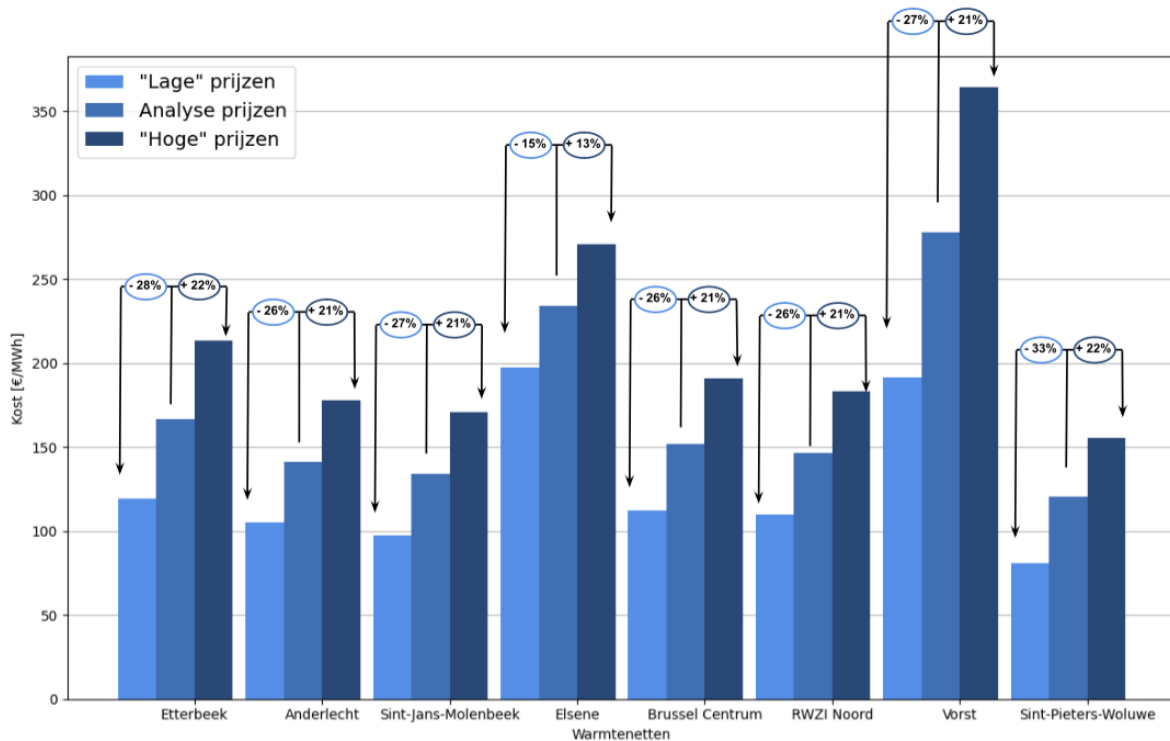
GEVOELIGHEIDSANALYSE

1. ENERGIEPRIJZEN

Variaties in energieprijzen (elektriciteit, biomassa, biogas) hebben een impact op de componenten “Energy OPEX” en “Regeneratie”, die in de meeste gevallen het grootste deel van de netwerkkosten vertegenwoordigen (zie Tabel 4). Aangezien dit aandeel weinig varieert tussen de bestudeerde cases, met uitzondering van de case “Elsene”, en de mate van prijsvariatie voor elke technologie vergelijkbaar is (zie onderstaande tabel), worden de kosten van de bestudeerde cases beïnvloed in verhouding tot hun initiële kosten. Bijgevolg wordt de ‘volgorde’ van deze cases (gerangschikt volgens toenemende kosten) niet beïnvloed door deze gevoeligheid.

Energievector	Prijzen in de analyse [€/MWh]	Lage gevoeligheid [€/MWh]	Hoge gevoeligheid [€/MWh]
Elektriciteit	350	200	500
Biomassa	50	27	70
Biogas	110	70	150

Tabel 8 : Prijsgevoeligheid van energiedragers



Grafiek 12 : Effect van energieprijsschommelingen op de totale kosten van de casestudy's

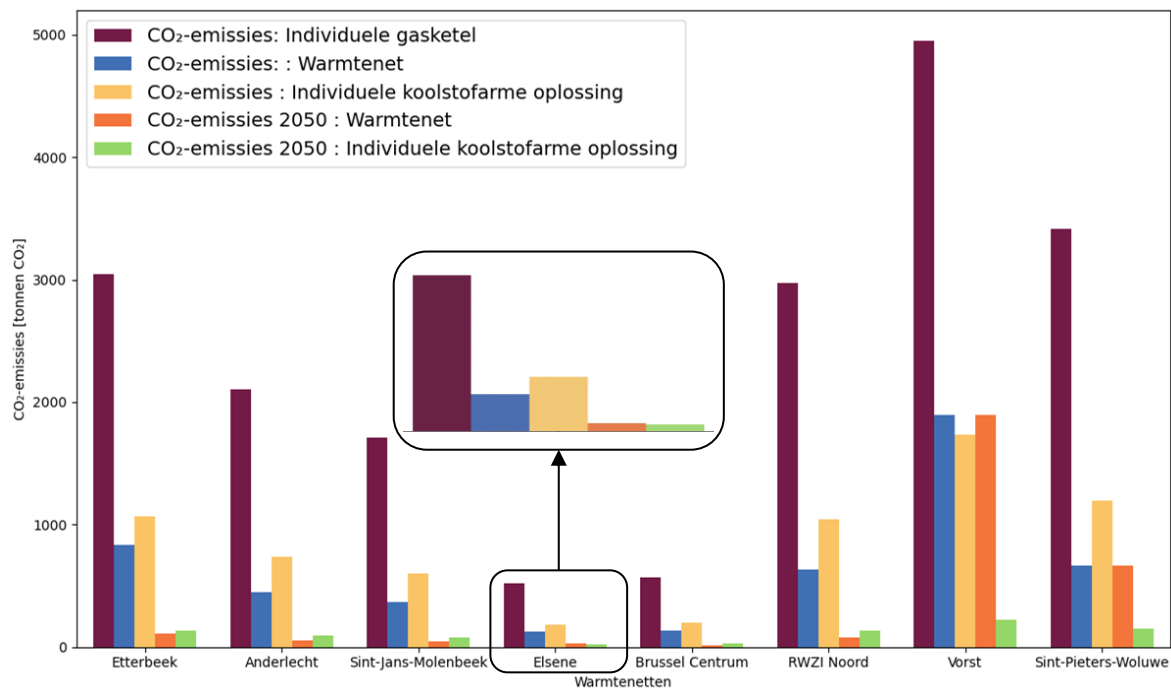
Wanneer deze variaties worden vergeleken met individuele oplossingen, blijven de trends in Grafiek 12 dezelfde. Collectieve oplossingen zijn goedkoper, met uitzondering van de gevallen "Etterbeek" en "Brussel-Centrum". In deze gevallen wordt de individuele oplossing, die gevoeliger is voor schommelingen in energieprijzen, iets goedkoper wanneer de prijzen laag zijn.

2. CO₂- UITSOOT

Aangezien de CO₂-emissies van elektriciteit tegen 2050 naar verwachting zullen afnemen, in overeenstemming met de doelstellingen voor het terugdringen van broeikasgasemissies, is een gevoeligheidsanalyse gebruikt waarbij emissiefactoren voor elektriciteit worden gebruikt die ongeveer 4 keer kleiner zijn dan in 2021.

Over het algemeen blijven voor lagetemperatuurverwarming de conclusies tussen collectieve en individuele koolstofvrije systemen hetzelfde, ongeacht de emissiefactor. Eén geval springt er echter uit: het geval "Elsene". Met de initiële emissies (in blauw en geel op de grafiek) is de collectieve oplossing beter vanuit klimaatogpunt dan de individuele oplossing zonder koolstofuitstoot. Wanneer de emissiefactor voor elektriciteit echter afneemt (oranje en groene balken in de grafiek), keert de trend om (de individuele oplossing stoot minder uit dan de collectieve oplossing). Dit komt door de extra emissies in verband met regeneratie in geothermische gevallen en meer specifiek door het feit dat de CO₂-emissies voor zonthermische regeneratie niet afhankelijk zijn van die van elektriciteit¹⁰. Ten slotte stoten geëlektrificeerde oplossingen met een lage temperatuur minder uit dan oplossingen met een hoge temperatuur.

¹⁰ Om gelijkwaardigheid in termen van emissies te bereiken, zouden de emissies van thermische zonne-energie 4x lager moeten zijn dan die van elektriciteit. In het bestudeerde geval zijn ze 3,4x lager. Een andere oplossing zou zijn om thermische zonne-energie niet alleen voor regeneratie te gebruiken. Dan zou er minder warmte kunnen worden onttrokken via geothermische energie, zodat er minder regeneratie nodig zou zijn.



Grafiek 13 : Gevoeligheid van de emissiefactor voor elektriciteit (compensatie door doorverkoop van elektriciteit niet in aanmerking genomen voor Vorst)

CONCLUSIE

Het doel van deze studie was om de relevantie van thermische energienetten voor het BHG te bevestigen op basis van specifieke maar fictieve gevallen in verschillende zones, voor verschillende typen/profielen klanten en met verschillende technologieën, zowel lage als hoge temperatuur. De belangrijkste resultaten zijn als volgt:

1. Thermische energienetten kunnen concurrentieel zijn in vergelijking met een individuele koolstofvrije oplossing, de warmtepomp, vooral omdat in de studie geen rekening is gehouden met de kosten voor de aanpassing van het elektriciteitsnet, die hoger zijn in het geval van een individuele oplossing dan een collectieve oplossing via een warmtenet. Het concurrentievermogen van thermische energienetten in vergelijking met individuele warmtepompen wordt vergroot wanneer investeringen met een lange levensduur, zoals het elektriciteitsnet, over een periode van 40 jaar kunnen worden afgeschreven. Hoewel deze afschrijvingstermijn van 40 jaar niet noodzakelijk is om de economische levensvatbaarheid van een netwerk te garanderen, is dit vandaag de dag zonder financiering of garanties niet vanzelfsprekend.
2. Wat de totale uitstoot van broeikasgassen (direct en indirect) betreft, kunnen thermische energienetten, indien economisch relevant :
 - a. een reductie van ongeveer 80% mogelijk in vergelijking met de beste oplossingen op basis van koolstof die momenteel worden toegepast;
 - b. over het algemeen een betere koolstofbalans dan de toepassing van individuele koolstofvrije oplossingen.
3. Voor een lagetemperatuurverwarmingsnet is het gebruik van een mix van technologieën aantrekkelijker en maakt het mogelijk om winstgevend te zijn, zelfs in gebieden met lage lineaire dichtheden van ongeveer 2 tot 4 MWh/m/jaar. Deze casestudie toont aan dat :
 - a. Rekening houden met de koelvraag is een belangrijk onderdeel van de rentabiliteit in lagetemperatuurnetten, om drie redenen
 - i. de mogelijkheid om dezelfde leidingen te gebruiken voor verwarming en koeling;
 - ii. de mogelijkheid van passieve koeling met bepaalde technologieën;
 - iii. geothermische energie kan de ondergrond regenereren tegen zeer lage kosten.
 - b. De combinatie aquathermie/riothermie is financieel het meest aantrekkelijk;
 - c. een netwerk met één bron dat uitsluitend wordt gevoed door geothermische energie of dat gebruik maakt van thermische zonne-energie voor ondergrondse regeneratie is niet de meest gunstige oplossing; over het algemeen is het verstandiger om geothermische energie (die in wezen een voorraad is) te combineren met een regeneratietechnologie voor lage temperaturen (aquathermisch, riothermisch, droge koeling).
 - d. Toegang hebben tot grote oppervlakken is een bepalende factor voor gesloten geothermische energie. Grote oppervlakken die al
 - i. kunstmatig zijn gemaakt (wegen, pleinen, gebouwen) zijn in de praktijk vrij ingewikkeld om te implementeren;
 - ii. zijn relatief zeldzaam in de openbare ruimte;
 - iii. zijn niet altijd gemakkelijk toegankelijk (binnen blokken gelegen, van verschillende eigenaren, etc.).
 - e. Gezien deze ruimtebeperkingen voor gesloten geothermische energie, lijkt open geothermische energie meer geschikt voor grote thermische energienetten.
4. Voor een hogetemperatuurverwarmingsnet :
 - a. Biomassa is een zeer aantrekkelijke optie vanuit financieel oogpunt (hoewel de beschikbaarheid ervan een probleem is, zie deel 1 van dit onderzoek). Er moet worden opgemerkt dat, om in overeenstemming te zijn met het huidige gewestelijke beleid, de ketelinstallatie moet worden uitgerust met een effectief filtratiesysteem om de gevolgen voor de gezondheid in verband met de uitstoot van fijne deeltjes (PM_{2,5}) en NO_x zoveel mogelijk te beperken;
 - b. Warmtekrachtkoppeling op basis van biogas, zonder de mogelijkheid om een aanzienlijk deel van de geproduceerde elektriciteit te verbruiken, lijkt momenteel geen aantrekkelijke optie.
 - c. Warmtekrachtkoppeling op biomassa kan ook worden overwogen voor grotere netwerken.
5. De studie heeft het ook mogelijk gemaakt om preciezere kaarten te ontwikkelen, op straat- en kruispuntniveau, die de lokale productie en consumptie tonen, en die gebruikt kunnen worden om gebieden te identificeren waar een hoge energievraag gecombineerd wordt met een hoge productie.
6. Ten slotte toont de casestudy aan dat bepaalde gemeenten, zoals Brussel, Etterbeek, Elsene en Molenbeek, in termen van verbruik (lineaire dichtheid) over het grootste deel van hun grondgebied een aanzienlijk potentieel hebben voor de installatie van een warmtenet. Voor de gemeenten Anderlecht en Vorst blijft het

potentieel aanzienlijk, maar is het geografisch beperkter. Voor de gemeente Sint-Pieters-Woluwe lijkt de warmtenet weliswaar niet de belangrijkste oplossing te zijn, maar deze studie toont toch aan dat in bepaalde minder dichtbevolkte wijken de aanwezigheid van grote verbruikers het toch mogelijk maakt om kleine, efficiënte thermische energienetten te overwegen.