

Vergroening warmtedragers industrie Vlaanderen

Studie uitgevoerd in opdracht van: Vlaio
Maart 2026

AUTEURS

Vingerhoets Pieter, Valee Joris, VITO - EnergyVille

KORTE SAMENVATTING VOOR BELEIDSMAKERS

Er is nog significant potentieel voor het vergroenen van de warmtevraag in de ETS2 industrie in Vlaanderen. In deze studie werd de business case voor warmtepompen, mechanische damprecompressie en elektrische boilers onderzocht en besproken met bedrijven.

De grootste onzekerheden op de business case zijn de energiekosten, met grote onderliggende regulatoire onzekerheden.

Voornamelijk de evoluties van EU ETS en ETS2 kosten hebben een erg grote impact op de rate-of-return van investeringen en leiden tot een grote spreiding op de business case resultaten. Dit leidt tot investeringsonzekerheid. Verschillende bedrijven in ETS2 opereren in een globale context en zijn bezorgd over toekomstige hoge CO₂ prijzen.

Er zijn heel wat praktische randvoorwaarden die de business cases voor de bedrijven beïnvloeden.

Met name de toegang tot restwarmte, en de aard van het proces (temperatuur/druk of stoomgebaseerd/droog), het aantal vooropgestelde draaiuren, de historische ontwikkeling van de site met aanwezige stoomleidingen en elektrische aansluiting zijn factoren die relevant zijn. In veel gevallen bemoeilijken de praktische randvoorwaarden de investering. Voor het gasverbruik van de bedrijven berekend in deze studie werd slechts 22% ingedeeld in de categorie 'rendabel' of 'rendabel mits beleidswijziging'. Dit is een grootteorde inschatting gebaseerd op de gesprekken aangezien bedrijven geen details deelden over alle parameters zoals financiering. Het verder bespreken van resultaten met bedrijven in een opvolgtraject zal van toegevoegde waarde zijn om een meer helder beeld te verkrijgen over het praktische potentieel van elektrificatie van niet-ETS industriële warmte.

Nettarieven zijn een cruciale parameter voor de economische haalbaarheid van elektrische boilers.

De business case voor een elektrische boiler die in hybride modus met de bestaande gasboiler geplaatst wordt, is gezien het mindere aantal draaiuren erg afhankelijk van de nettarieven. Als opvolgwerk kunnen voor een elektrische boiler verschillende markten verder gemodelleerd worden die mogelijk balanceringsopbrengsten genereren en een beter beeld geven van de business case.

Beleid dat elektriciteitsprijzen voor bedrijven verlaagt dient structureel op langere termijn te werken om effectief te zijn.

Wanneer beleid slechts tijdelijk een daling van de elektriciteitsprijzen veroorzaakt, heeft dit een beperkte impact op de business case voor projecten. Een lage elektriciteitsprijs op lange termijn is cruciaal voor de haalbaarheid van vergroening warmtedragers in de industrie. Extra sensitiviteiten als opvolging van deze studie zijn interessant. Zo werden er in het kader van deze studie geen gedetailleerde studies gedaan naar de impact van de kost van EU ETS op de factuur. In het algemeen kan een verdiepende studie op de elektriciteitsprijsprojecties en de rol van EU ETS hierin (dit vergt Europese marktsimulaties) nuttig zijn.

Het uitstellen van ETS2 of structureel laag houden van de emissiekost heeft een zeer nadelige impact op de business case.

Lage CO₂ prijzen voor de ETS2 emissies of laattijdige invoering ervan heeft een zeer negatieve impact op de business case van vergroening warmtedragers in industrie. In dit geval zal een Vlaams beleidsinstrument dat subsidies koppelt aan CO₂ besparingen minder efficiënt zijn aangezien meer subsidies nodig zijn om het verschil tussen fossiele en elektrische technologie te overbruggen.

Een regionaal beleidsinstrument als transitie-contracten (klimaatsprong), gericht op de ETS2 industrie kan bijdragen om een deel van de investeringonzekerheid weg te nemen.

Het is niet mogelijk om een algemene regel voorop te stellen voor een temperatuur-of drukniveau waaronder een investering in een bepaalde technologie rendabel is of niet. De rentabiliteit van een project is erg afhankelijk van de bedrijfsspecifieke situatie. Een instrument als klimaatsprong zal niet 100% fair kunnen zijn, aangezien niet alle bedrijven toegang hebben tot de vereiste netaansluiting en sommige bedrijven dus niet kunnen investeren.

Er zijn verschillende methoden om een Carbon Contract for Difference te implementeren. Een conclusie over de precieze vorm van het klimaatsprong instrument, de aanvraagprocedure en de complexiteit is buiten het opzet van dit project.

Als opvolgwerk kunnen verdere technologieën worden meegenomen in de analyse

Verschillende elektrochemische, elektrothermische of mechanische hoge-temperatuur warmte-opslagtechnieken werden niet expliciet meegenomen of gemodelleerd in dit project. Hier is nog heel wat technologisch innovatiepotentieel mogelijk waar een transitie-beleidsinstrument een rol in kan spelen.

LIJST VAN FIGUREN

Figuur 1: Temperatuurlift en efficiëntie (Coefficient of Performance (COP)) van de verschillende technologieën).....	12
Figuur 2: Illustratie van de gevoeligheidsanalyse die in de excel uitgevoerd wordt, met de verwachte cumulatieve cashflow (blauwe lijn) maar ook een scenario als de evoluties in emissiekosten, gasprijzen en elektriciteitsprijzen positief zijn voor de investering (groene lijn), of tegenvallend zijn voor de investering (gele lijn).	22
Figuur 3: Resultaten voor een warmtepomp met geschikte restwarmte	30
Figuur 4: Resultaten voor een warmtepomp met geschikte restwarmte in deellast (3040 draaiuren)	32
Figuur 5: Resultaten voor een MVR met geschikte restwarmte	33
Figuur 6: Resultaten voor een cascadesysteem met suboptimale geschikte restwarmte.....	34
Figuur 7: Resultaten voor een elektrische boiler zonder balanceringsinkomsten.....	35
Figuur 8: overzicht van de gasvraag, elektriciteitsvraag en warmtevraag (via warmtenet) van de bedrijven waar in de context van dit project gesprekken mee gevoerd werden. Bedrijven in oranje vielen onder EU ETS, bedrijven in het blauw onder ETS2.	37
Figuur 9: Inschatting van de haalbaarheid van een elektrificatie-investering gebaseerd op de interviews in het kader van dit project (1= no-brainer, 2=haalbare business case, 3 = haalbaar mits steun, 4 = lastige investering, 5 = onmogelijk). Enkel de ETS2 bedrijven zijn weergegeven in de figuur.	38
Figuur 10: gasvraag van niet-ETS industrie 2024 (bron: VEKA, private communicatie).....	40
Figuur 11: Studies die het temperatuurniveau per sector onderzoeken (boven [22] , onder [23]). Staal- chemie en cement zijn typisch sectoren op hoge temperatuur. De processen in de voedingsindustrie worden typisch uitgevoerd op lagere temperatuur (<250°C).	41
Figuur 12: Potentieelinschatting voor elektrificatie van warmte 2030. Het economisch potentieel is slechts een inschatting die niet per sector werd gespecificeerd, maar waar het gemiddelde van 22% werd genomen en over alle sectoren verspreid.	42

LIJST VAN TABELLEN

Tabel 1: Hoge-Temperatuur Warmtepomp configuraties en types.....	14
Tabel 2: standaard aannames in de Excel, gebaseerd op de SDE++ aannames in €2024. De installatiekost is inbegrepen in de investeringskost. De efficiëntie is uitgedrukt als COP - Coefficient of Performance, het aantal eenheden warmte uit gedeeld door een eenheid elektriciteit in.	23
Tabel 3: Standaardaannames voor kapitaalkosten.....	24
Tabel 4: Standaardaannames voor de groothandelsprijzen aardgas.....	24
Tabel 5: Aannames voor EU ETS prijzen in de excel.	25
Tabel 6: Aannames in verband met de ETS2 prijs. Aangezien het beleid slechts vanaf 2028 betalend is, is de prijs 2025 – 2027 gelijk aan nul.	26
Tabel 7: Standaardaannames elektriciteitsprijzen voor een baseloadprofiel 2025 – 2050 en referenties.....	27
Tabel 8: Standaard elektriciteitsprijsaannames voor verschillende profielen in de excel	28
Tabel 9: Netkosten standaard aanname in de excel voor een baseload profiel.	29
Tabel 10: Overzicht van de resultaten van een warmtepomp met beschikbare restwarmte.	31
Tabel 11: Overzicht van de resultaten van een warmtepomp met beschikbare restwarmte maar in deellast (3040 draaiuren per jaar).....	32
Tabel 12: Overzicht van de resultaten van een MVR met beschikbare restwarmte maar in deellast (3040 draaiuren per jaar).	33
Tabel 13: Overzicht van de resultaten van een warmtepomp met beschikbare restwarmte maar in deellast (3040 draaiuren per jaar).....	34
Tabel 14: Overzicht van de resultaten van een warmtepomp met beschikbare restwarmte maar in deellast (3040 draaiuren per jaar).....	35
Tabel 15: Overzicht van de resultaten van een elektrische boiler met een balanceringsinkomst van 60€/kW _e	36
Tabel 16: Overzicht van de resultaten voor een warmtepomp die drie jaar lang een steun van 30€/MWh ontvangt.	43
Tabel 17: Overzicht van de resultaten voor een elektrische boiler die 90% van de maandpiek ontwijkt (met beleid), vergeleken met een boiler die slechts 10% van de maandpiek ontwijkt (zonder beleid).	43
Tabel 18: Impact van een Carbon Contract for Difference (Cfd) van 150€/tonCO ₂ op de business case van een warmtepomp met suboptimale restwarmtebeschikbaarheid (zie hoofdstuk 4.1.4. voor aannames).	44
Tabel 19: Impact van een uitstel van ETS2 met vijf jaar.	45

INHOUDSTAFEL

Korte samenvatting voor beleidsmakers.....	2
Lijst van Figuren.....	5
Lijst van tabellen	6
Inhoudstafel	7
1 Introductie en opzet.....	8
1.1 Context vergroening warmtedragers	8
1.2 Inhoud van deze studie.....	9
2 Technische onderbouwing profielen	11
2.1 Introductie, efficiëntievergelijking van warmtetechnologieën	11
2.2 Profiel 1A: Baseload warmtepomp met voldoende restwarmte	12
2.3 Profiel 1B: Baseload MVR met geschikte restwarmte	15
2.4 Profiel 2: suboptimale restwarmtebeschikbaarheid	17
2.5 Profiel 3: rechtstreekse elektrificatie: e-boiler in hybride mode.....	19
3 Business case excel Parameters en ondersteuning.....	21
3.1 Overzicht van de excel: cashflow & sensitiviteiten.....	21
3.2 Standaardparameters en referenties.....	23
4 Contacten met bedrijven en resultaten	30
4.1 Resultaten voor standaardprofielen	30
4.2 Gesprekken met bedrijven	36
4.3 Potentieel van elektrificatie in de ETS2 sector	40
5 Beleidsopties en impact.....	43
5.1 Steun elektriciteitsprijzen	43
5.2 De impact van nettarieven voor een elektrische boiler	43
5.3 Een korting per emissiebesparing	44
5.4 Een uitstel van ETS2	45
6 Referenties.....	47

1 INTRODUCTIE EN OPZET

1.1 Context vergroening warmtedragers

De industriële sector speelt een belangrijke rol in de Vlaamse energie- en klimaattransitie. Naast de grote energie-intensieve industrieën die onder het Europese Emission Trading System (ETS) vallen, bestaat een aanzienlijke groep bedrijven die niet onder dit systeem vallen, de zogenaamde niet-ETS of ESR-industrie. Deze sector omvat onder meer bedrijven uit de voedingsindustrie, farmaceutische sector, metaalverwerking, chemie en diverse maakindustrieën.

In 2023 was deze ESR-industrie verantwoordelijk voor ongeveer 4,2 Mton CO₂-equivalent uitstoot, wat overeenkomt met circa 11 % van de totale Vlaamse niet-ETS emissies [1]. Een groot deel van deze uitstoot is energie-gerelateerd en wordt voornamelijk veroorzaakt door de productie van warmte voor industriële processen. Ongeveer 60% van de energievraag in Europese industrie is in de vorm van warmte [2].

Binnen het Vlaams Energie- en Klimaatplan (VEKP) zijn specifieke doelstellingen vastgelegd om de emissies van deze sector te reduceren. Vlaanderen streeft naar een aanzienlijke vermindering van de broeikasgasemissies in de niet-ETS sectoren tegen 2030, met een doelstelling van 3,1Mton CO_{2,eq} in 2030 voor de niet-ETS industriële sector. Dit impliceert dat industriële processen die vandaag nog afhankelijk zijn van fossiele brandstoffen voor warmteproductie, dienen te verduurzamen. Processen zoals drogen, pasteuriseren, destilleren of stoomproductie vereisen vaak temperaturen tussen 100°C en 200°C, die traditioneel worden geleverd door gasgestookte ketels.

De vergroening van industriële warmtevraag wordt daarom beschouwd als een sleutelcomponent van de industriële defossilisering in Vlaanderen. Een studie uitgevoerd in opdracht van VLAIO toonde aan dat technologieën zoals industriële warmtepompen, elektrische boilers (e-boilers), in combinatie met restwarmtegebruik een belangrijk potentieel hebben om deze warmtevraag te verduurzamen [3]. Vooral de elektrificatie van proceswarmte via power-to-heat technologieën wordt gezien als een belangrijke route naar emissiereductie. Elektrische boilers en industriële warmtepompen kunnen fossiele brandstoffen vervangen door warmte te produceren met behulp van elektriciteit, waardoor CO₂-vrije warmte mogelijk wordt indien de elektriciteit uit hernieuwbare bronnen afkomstig is. Warmte-opslagtechnieken kunnen ervoor zorgen dat beter kan ingespeeld worden op de variabiliteit van hernieuwbare elektriciteitsbronnen.

Industriële warmtepompen vormen een bijzonder efficiënte technologie voor lage- tot middentemperatuurprocessen, doordat ze restwarmte kunnen recupereren en opwaarderen tot bruikbare proceswarmte. Moderne systemen kunnen temperaturen tot ongeveer 180–200°C bereiken en worden reeds toegepast in sectoren zoals voeding, papier, textiel en chemie.

Naast warmtepompen worden ook elektrische boilers beschouwd als een belangrijke technologie voor industriële elektrificatie. Deze systemen zetten elektriciteit rechtstreeks om in warmte of stoom met een rendement dat dicht bij 100 % kan liggen. Daardoor kunnen ze relatief eenvoudig geïntegreerd worden in bestaande stoomsystemen en bieden ze bovendien flexibiliteit voor het elektriciteitssysteem.

Een derde relevante technologie voor proceswarmte-efficiëntie is mechanische damprecompressie (Mechanical Vapor Recompression, MVR). Bij MVR wordt damp uit een proces gecomprimeerd waardoor de temperatuur stijgt en de damp opnieuw kan worden gebruikt als warmtebron in hetzelfde proces. Hierdoor kan een aanzienlijk deel van de latente warmte worden gerecupereerd en kan het energieverbruik van bijvoorbeeld verdampfings- of droogprocessen sterk worden verminderd, wat leidt tot een hogere efficiëntie. MVR wordt reeds toegepast in sectoren zoals voeding, chemie en afvalwaterbehandeling, maar de

verdere implementatie hangt vaak af van procesintegratie, investeringskosten en beschikbaarheid van geschikte processtromen.

Ondanks het grote potentieel van deze technologieën blijven er belangrijke barrières bestaan voor grootschalige implementatie. De initiële investeringskosten, onzekerheid over toekomstige energieprijzen en emissiekosten, integratie in bestaande processen en de beschikbaarheid van voldoende elektrische capaciteit vormen belangrijke uitdagingen voor bedrijven. Daarnaast vereisen sommige toepassingen nog verdere technologische ontwikkeling, bijvoorbeeld voor hogere procestemperaturen of voor complexe industriële processen.

Samenvattend staat de niet-ETS industrie in Vlaanderen voor een dubbele uitdaging: enerzijds het reduceren van broeikasgasemissies in lijn met de klimaatdoelstellingen, en anderzijds het behouden van competitiviteit in een veranderend energiesysteem. Deze uitdagingen kunnen niet los gezien worden van de uitdaging om meer energie-onafhankelijk te worden. De prijzen voor fossiele brandstoffen zijn sterk onderhevig aan geopolitieke ontwikkelingen die een sterke impact hebben op de Europese economie. Technologieën zoals industriële warmtepompen, e-boilers en mechanische damprecompressie spelen een centrale rol bij het verhogen van de energie-onafhankelijkheid doordat ze de elektrificatie en efficiëntie van industriële proceswarmte mogelijk maken. Vlaanderen stimuleert daarom investeringen in grootschalige e-boilers, industriële warmtepompen, MVR en andere duurzame energietechnologieën via verschillende subsidieprogramma's en innovatieprojecten.

In het bijzonder keurde de Vlaamse regering de programmanota 2026-2030 goed, die als doelstelling heeft het industrieel transitieprogramma te versterken, het blijven garanderen van competitieve en voldoende energie, het opbouwen van economie rond alternatieve grondstoffen, brandstoffen en circulariteit, specifiek voor de industrie [4]. In dat kader kondigde minister-president Matthias Diependaele een steunprogramma aan van 2 miljard euro om de Vlaamse industrie te ondersteunen [5]. Het investeringsprogramma zou oplopen tot 200 miljoen euro per jaar, voor een periode van tien jaar. De middelen worden gefinancierd met inkomsten uit het Europese emissiehandelsstelsel en ingezet via transitiecontracten, die niet alleen investeringen maar ook een deel van de operationele kosten kunnen ondersteunen. Naast elektrificatie zal er ook aandacht zijn voor technologie-neutraliteit en nieuwe technieken zoals koolstof afvang en opslag of hergebruik (CCUS).

Deze studie focust op bedrijven die niet onder het EU ETS emissiehandelsstelsel vallen.

1.2 Inhoud van deze studie

Deze studie is een flankerende studie die als doel heeft meer inzicht te krijgen rond het **potentieel van industriële warmtepompen, mechanische damprecompressie (MVR) en e-boilers in Vlaamse niet-ETS industrie**. De inzichten van deze studie zijn nuttig ter voorbereiding van de uitrol van een instrument als transitie-contracten (Klimaat sprong) of andere instrumenten om de industriële transitie te ondersteunen.

In Hoofdstuk 2 van deze studie worden daarom typische cases van installatie van warmtepomp/MVR en e-boiler besproken, met een blik op beschikbare marktproducten en de maturiteit van de technologie. Een belangrijke opmerking is dat het potentieel van verschillende elektrificatietechnologieën niet eenduidig te bepalen is. Zoals verder in de studie wordt besproken is het potentieel van warmtepompen, mechanische damprecompressie of e-boilers erg afhankelijk van de temperatuur/druk van het proces, maar ook van de bedrijfsspecifieke technische situatie – beschikbaarheid van netcapaciteit, stoombalans op de site, beschikbaarheid van restwarmte etc. En ook financiële parameters, gewenste returns, bedrijfsstrategie, kapitaalkosten etc. zijn belangrijk om de business case van bepaalde investeringen te bepalen. Het is dus niet mogelijk om op accurate wijze het potentieel van

vergroening warmtedragers te bepalen via louter een desktopstudie, zonder bedrijfsspecifieke input mee te nemen.

Als tweede doelstelling van deze studie werden gesprekken met bedrijven opgezet om een stap verder te gaan dan louter algemene inzichten en toch inzicht te krijgen rond de bedrijfsspecifieke randvoorwaarden die installatie van groene warmtetechnologie beïnvloeden. Hiervoor werd een gebruiksvriendelijke business case Excel opgesteld die bedrijven toelaat om eenvoudig financiële parameters in te geven, eventueel ontvangen offertes die de investeringskost aangeven, en zicht te krijgen op de terugverdiertijden en 'rate of return' die ze kunnen verwachten. De opzet van deze business case Excel wordt beschreven in Hoofdstuk 3. Het interessante voor bedrijven is dat in deze studie projecties gemaakt werden van gasprijzen, elektriciteitsprijzen, emissiekosten etc., parameters die vertaald werden in 'optimistische' en 'pessimistische' cash flows na de investering. Dit type werk wordt typisch gedaan door elk bedrijf afzonderlijk, en vooral het in kaart brengen van de grote regulatoire onzekerheden zoals emissiekosten is doorgaans zeer lastig.

2 TECHNISCHE ONDERBOUWING PROFIELEN

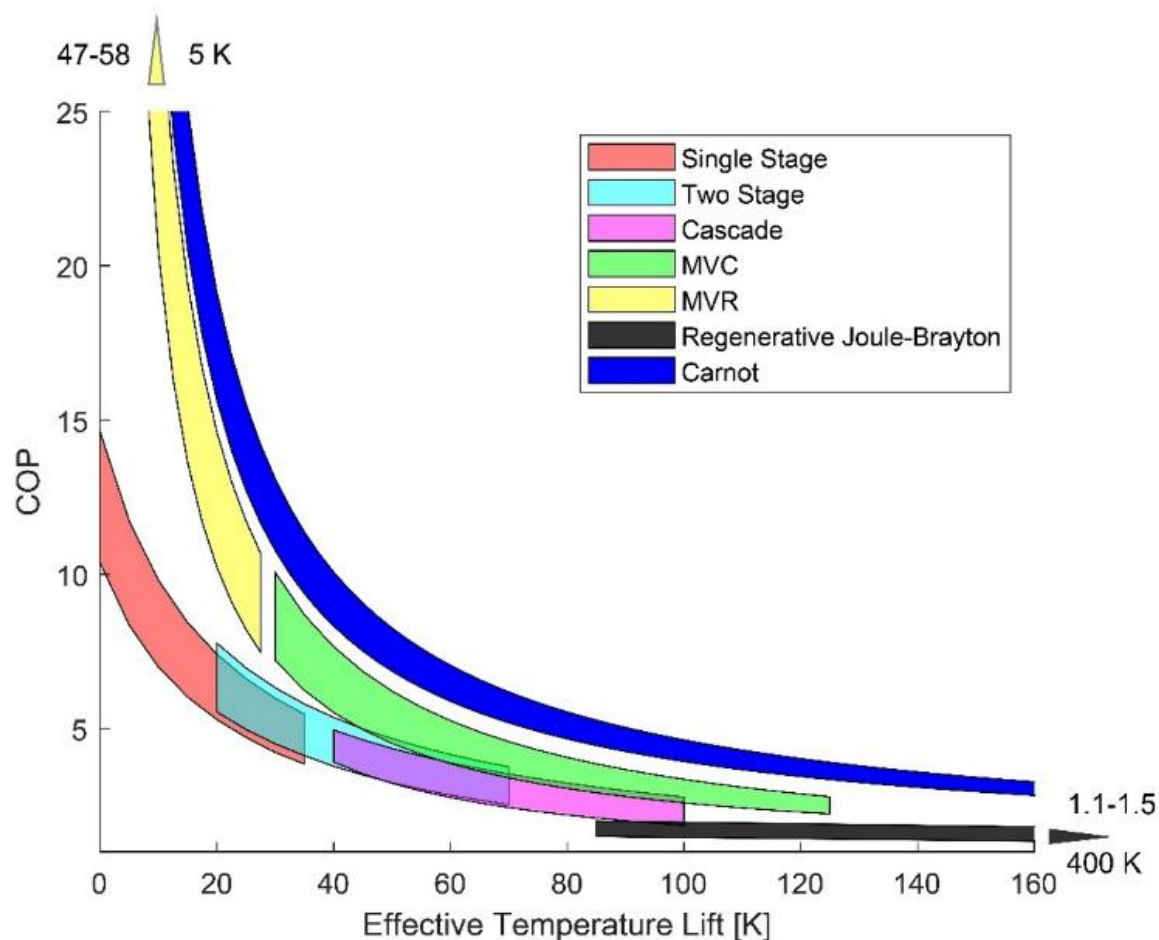
In dit hoofdstuk worden de drie technologieën, warmtepomp/MVR/e-boiler meer in detail beschreven, met een blik op de technische efficiëntie en mogelijke kosten. Er wordt een onderscheid gemaakt tussen een optimale toepassing van een technologie (bijvoorbeeld, een situatie met een stoomgebaseerd proces, optimale beschikking van restwarmte en een kleine temperatuursprong), en een minder ideale situatie (bijvoorbeeld een minder ideale beschikbaarheid van restwarmte door een hoge temperatuursprong, of een droog proces waarbij een condenser nodig is voor de restwarmtecollectie). Deze profielen worden in hoofdstuk 4 verder besproken wat betreft de business case resultaten.

2.1 Introductie, efficiëntievergelijking van warmtetechnologieën

Figuur 1 toont de COP (Coefficient of Performance) als functie van de effectieve temperatuurverhoging voor de belangrijkste types warmtepompen. Alle technologieën volgen dezelfde fundamentele trend: de COP daalt sterk naarmate de vereiste temperatuurverhoging groter wordt, met een bovengrens bepaald door de Carnot-limiet.

- Mechanische Damprecompressie (in vakliteratuur bekend als ‘Mechanical Vapor Recompression, afgekort MVR’) werkt bij zeer kleine temperatuurverhogingen ($<30\text{ °K}$) en kan COP-waarden van 25 of hoger bereiken. Dit maakt de technologie bijzonder efficiënt voor toepassingen waarbij bron- en afgiftetemperaturen dicht bij elkaar liggen.
- Mechanical Vapor Compression (MVC) systemen voegen een intercooling- en compressiestap van de stoom toe ten opzichte van MVR, waardoor het werkingsbereik wordt uitgebreid naar grotere temperatuurverhogingen.
- Eentraps- en tweetraps hogetemperatuur-warmtepompen (HTHP) bestrijken het tussenliggende bereik tot ongeveer 70 K temperatuurverhoging.
- Cascadeconfiguraties maken grotere temperatuurverhogingen mogelijk ($40\text{--}100\text{ K}$) met een matige COP ($2\text{--}4$), maar gaan gepaard met een hogere systeemcomplexiteit.

Tabel 1 beschrijft de verschillende technologieën verder in termen van configuratie en thermodynamische processen in temperatuur-entropiediagrammen.



Figuur 1: Temperatuurlift en efficiëntie (Coëfficiënt of Performance (COP)) van de verschillende technologieën¹.

2.2 Profiel 1A: Baseload warmtepomp met voldoende restwarmte

2.2.1 Algemene procesbeschrijving

Dit profiel beschrijft een continu baseloadproces dat warmte nodig heeft bij 120–150 °C, terwijl bruikbare restwarmte beschikbaar is bij 70–95 °C (temperatuurverhoging van 50–80 K). Dit vormt een gunstige situatie voor de toepassing van industriële warmtepompen.

Een eentraps- of tweetraps HTHP met koudemiddelen zoals n-pentaan (R601), R1233zd(E), R1234ze(Z) of R245fa kan deze temperatuur leveren. Voor grotere temperatuurverhogingen is een cascadeconfiguratie nodig.

De verwachte COP-waarden voor deze omstandigheden liggen tussen 2,5 en 3,5².

HTHP-systemen zijn het meest geschikt voor baseload warmtelevering³ (idealiter ongeveer 8000 uur per jaar), zodat de relatief hoge investeringskosten (CAPEX) over voldoende draaiuren kunnen worden afgeschreven.

¹Sharevska et al. (2025). Systematic integration of high temperature heat pumps in industrial multi-energy systems. Applied Thermal Engineering

² Arpagaus et al. (2018). High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. Energy.

³ ECN/TNO technology factsheet on highT heat pump 09/12/2018 <https://energy.nl/wp-content/uploads/industrial-high-temperature-heat-pump-2-7.pdf>

Moderne HTHP-systemen zoals de HEATEN HeatBooster kunnen binnen ongeveer 15 minuten⁴ opstarten en efficiënt werken bij deellast tot ongeveer 20 %. Ze kunnen echter niet dezelfde snelle respons bieden als elektrische boilers (e-boilers), die van nul naar volledig vermogen kunnen opschalen in enkele seconden.

Het volume van HTHP-systemen blijft relatief compact en modulair: één skid van 9 × 2,4 × 2,5 m voor 0,8–2,5 MWth, twee skids van 9–12 × 2,4 × 2,5 m voor 3,2–10 MWth.

HTHP-systemen zijn echter geen plug-and-play oplossingen vanwege de volgende vereisten⁵:

- aansluiting op restwarmtecollectie en leidingen op de site,
- integratie met het proceswarmtesysteem,
- integratie met het regelsysteem van het proces,
- Veiligheidseisen rond het gebruik van bepaalde koelmiddelen,
- Mogelijke andere bedrijfsspecifieke factoren gerelateerd aan restwarmtecollectie of procesintegratie.

2.2.2 Producenten en kosten

De markt voor hogetemperatuur-warmtepompen is de laatste jaren sterk gegroeid. Uit een studie blijkt dat het aantal commercieel beschikbare HTHP-producten tussen 2018 en 2024 bijna is verdubbeld⁶.

Belangrijke leveranciers voor dit profiel zijn weergegeven in Tabel 1.

Supplier	Compressor type	Werkzame vloeistof	Maximum Temp	Capaciteit	NTM	Referentie installatie
GEA Refrigeration ⁷	Schroef	n-Pentaaan	160°C	Gedemonstreerd 4 MWth	8-9	Tiense Suiker (BE): 138°C stoom van 75-92°C restwarmte, COP 3-5
HEATEN HeatBooster HBL4 ⁸	Piston	HC/HFO ⁹	200°C	1-50 MWth modulair	7-9	Confidentieel; performance data in IEA HPT Annex 58 leverancier template.
SPH ThermBooster ¹⁰	Piston	HC/HFO	180°C (200°C gepland)	0.3-2.5 MW per eenheid	8-9	Takeda Vienna (AT): 120°C steam (AHEAD project)

⁴ HEATEN products <https://heaten.com/technology>

⁵ Atlas CopCo compressors <https://www.atlascopco.com/en-in/compressors/waste-heat-recovery/integrate-industrial-heat-pumps>,

⁶ Arpagaus et al. (2025). Steam Compressors or Closed-Cycle High Temperature Heat Pump (HTHP)? – Efficiency and Market-Ready Solutions in Comparison. High-Temperature Heat Pump Symposium 2026.

⁷ [GEA Refrigeration](#)

⁸

<https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/70/2023/12/hthpannex58templatesuppliertecnologyrev4-v3.pdf>

⁹ HC/HFO - koudemiddelen (koolwaterstoffen en hydrofluoro-olefinen)

¹⁰ <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/81/2026/01/supplier7sph20250926.pdf>

Supplier	Compressor type	Werkzame vloeistof	Maximum Temp	Capaciteit	NTM	Referentie installatie
Combitherm HWW958 ¹¹	Dubbel schroef	R1233zd(E)	120°C	0.3-3.3 MWth	9	Geelen Counterflow electric feed dryer (Cargill-Ewos, Norway): 4× HTHPs, 3.5 MW total, COP ~4
Turboden (MHI) ¹²	Integraal aangedreven centrifugaal compressor (IGCC); hybride warmtepomp- en MVR-systeem	HC/HFO; water (R718) for MVR	170°C	12 MWth demonstrated	9 (HP) / 5 (MVR)	Paper mill (Northern Europe): 12 MWth at 170°C
ECOP ¹³	Centrifugaal (Joule cyclus)	Noble gases (He/Ar/Kr), GWP = 0	150°C	700 kW	6-7	Vienna (AT): restwarmte stoomturbine upgraded naar warmtenet; COP 4.4-5.8. 700 €/kW installatie zonder integratie

Tabel 1: Hoge-Temperatuur Warmtepomp configuraties en types

Het temperatuurbereik tot 120 °C is technologisch volwassen. Het segment 120–160 °C is commercieel beschikbaar maar met minder leveranciers. Boven 160 °C bevinden de technologische oplossingen zich meestal nog in demonstratiefase.

Een studie uitgevoerd door Kosmadakis et al.¹⁴ stelde vast dat de specifieke apparatuurskost van een warmtepomp doorgaans ligt tussen 150 en 300 €/kW, voornamelijk afhankelijk van het cyclusontwerp en de temperatuur. Het kostenmodel van Arpagaus et al.¹⁵ geeft een capaciteitsgebaseerde formule voor de specifieke materiaal- en apparatuurskosten:

$$C_{inv,HP} = 3157 \times \dot{Q}_h^{-0.322}.$$

Opgemerkt moet worden dat de kostenformule van Arpagaus enkel schaaft met het verwarmingsvermogen, en niet met de aanvoertemperatuur. De aanvoertemperatuur beïnvloedt de kosten echter indirect: hogere temperaturen vereisen componenten met hogere druk, duurdere koelmiddelen en vaak cascade- of tweetrapscyclusconfiguraties, die allemaal de apparatuurkosten verhogen.

Arpagaus et al. definieerden ook een plannings- en integratiefactor van 1,0–4,0 die wordt vermenigvuldigd met de basis-apparatuurkosten om tot de totale geïnstalleerde kost te komen.

¹¹ <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/70/2022/12/combithermhthpannex58.pdf>

¹² <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/70/2024/01/20231222hthpannex58templatesupplieertechnologyrev3.pdf>

¹³ <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/70/2022/07/hthpannex58ecopv2.pdf>

¹⁴ Kosmadakis et al. (2020). Techno-economic analysis of high-temperature heat pumps with low-global warming potential refrigerants for upgrading waste heat up to 150 °C. Energy Conversion and Management.

¹⁵ Arpagaus et al. (2023). Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes (HTHP-CH). 14th IEA Heat Pump Conference.

Deze factor omvat engineering, leidingen, elektrische werken, civiele werken, inbedrijfstelling en procesintegratie. Voor een standaard retrofit (goede toegang, bestaande leidinginfrastructuur, geen ATEX-beperkingen - veiligheidseisen rond explosiegevaar) ligt $F \sim 1,5-2,0$. Voor complexe brownfield-integraties (beperkte ruimte, batchprocessen, ATEX-zone, herconfiguratie van de stoomkop) kan F oplopen tot $3,0-4,0$.

Toepassing van de Arpagaus-formule op een representatief systeem van 1 MWth geeft ongeveer 341 €/kWth aan apparatuurskosten. Met een integratiefactor van 2,0 (matige complexiteit) resulteert dit in ongeveer 682 €/kWth geïnstalleerd; bij $F = 3,0$ (meer complexe integratie) komt dit uit op ongeveer 1024 €/kWth. De SDE++-waarde van 1096 €/kWth [6] komt daarom ongeveer overeen met een 1 MWth-systeem met $F \sim 3,2$, of met een kleiner systeem (~500 kWth, apparatuurkosten ~450 €/kWth) met $F \sim 2,5$. In [7] wordt voor verschillende technologieën en sectoren het economisch potentieel voor elektrificatie onderzocht.

De SDE++-waarde kan dus beschouwd worden als een geloofwaardige referentie voor een eentrapsinstallatie van 1–4 MWth met matig tot complexe integratie.

Een andere interessante technologie voor energie-intensieve bedrijven wordt geleverd door de Qpinch-warmtepomp¹⁶. Deze technologie (vaak “chemische warmtetransformator” genoemd) werkt fundamenteel anders dan een klassieke warmtepomp, het gebruikt een reversibele chemische reactie om warmte op te waarden in plaats van een mechanische compressor. Dit zorgt ervoor dat veel minder elektriciteit nodig is en bespaard kan worden op de operationele kosten. Betrouwbare publieke bronnen rond installatiekosten voor deze innovatieve technologie werden niet gevonden.

2.3 Profiel 1B: Baseload MVR met geschikte restwarmte

2.3.1 Algemene beschrijving proces

Dit profiel behandelt het geval waarin een industrieel proces lagedruk reststoom of damp genereert bij ongeveer 90°C, terwijl het proces zelf warmte nodig heeft bij een iets hogere temperatuur (95–120°C). De temperatuurverhoging is klein: 5–30 K. Deze situatie komt vaak voor bij verdamping (zuivel, suiker, chemie), destillatie (oplosmiddel terugwinning, petrochemie) en drogen met damprecirculatie (pulp- en papierindustrie).

Mechanical Vapor Recompression (MVR) vangt de damp uit het proces op, comprimeert deze mechanisch tot een iets hogere druk en temperatuur, en voert deze vervolgens terug als warmtebron voor de reboiler of verdamper. Omdat MVR functioneert als een open-cyclus warmtepomp die rechtstreeks op de procesdamp werkt, zijn er geen tussenliggende warmtewisselaars of koelmiddelcircuits nodig. Daardoor is MVR voor deze toepassing inherent eenvoudiger en efficiënter dan een gesloten-cyclus hoge-temperatuurwarmtepomp (HTHP).

De COP is uitzonderlijk hoog door de kleine temperatuurverhoging: COP >25 bij een lift van 5 K, COP 10–20 bij 10 K, en COP 5–10 bij 20–30 K. Zelfs zonder subsidies of effecten van ETS2 kan MVR voor een kleine temperatuursprong economisch aantrekkelijk zijn.

De technologie is volwassen en wordt reeds breed toegepast. Representatieve sectoren zijn onder meer de zuivelverwerking (de Nieuw-Zeelandse zuivelindustrie heeft meer dan 100 MVR-blowers geïnstalleerd als standaard verdampertechnologie, met COP-waarden tot bijna 50 bij ~5 K lift¹⁷), pulp en papier (GIG Karasek realiseerde de grootste MVR-verdampingsinstallatie ter wereld in de Sappi Saiccor-pulpfabriek in Zuid-Afrika¹⁸) en de petrochemie (Atlas Copco installeerde een twee-traps MVR bij een polyolefinefabriek in

¹⁶ <https://qpinch.com/technology>

¹⁷ <https://www.genless.govt.nz/assets/Business-Resources/Mechanical-vapour-recompression-for-evaporation-distillation-drying.pdf>

¹⁸ <https://www.gigkarasek.com/blog/success-story>

Terneuzen, Nederland, waar stoom wordt gecompriëerd van 3 naar 12,5 barg bij een COP van 7,5¹⁹).

Een belangrijke vereiste is schone voedingsdamp (geen meegevoerde druppels of corrosieve componenten). Vervuiling en schuimvorming kunnen operationele problemen veroorzaken²⁰.

2.3.2 Leveranciers en marktproducten

MVR is een volledig volwassen technologie (TRL 9) met een grote geïnstalleerde basis en meerdere gevestigde leveranciers wereldwijd:

- Howden (Chart Industries)²¹: meer dan 2.500 MVR-compressoren geïnstalleerd in meer dan 70 landen.
- GEA MVR²²: gepatenteerde multi-reboilerconfiguraties. Kolommen voor oplosmiddeltherugwinning met COP >20 aangetoond.
- Atlas Copco²³: integraal aangedreven centrifugaalcompressoren. Bewezen in grootschalige installaties (polyolefinefabriek in Terneuzen).
- GIG Karasek²⁴: op maat ontworpen MVR-verdampingsinstallaties. Grootste MVR-verdampingsinstallatie ter wereld (Sappi Saiccor, Zuid-Afrika).

Eén van de eerdere relevante referenties is het Energy.nl technologie-factsheet [8] over industriële MVR, dat een totale investeringskost rapporteert — inclusief apparatuur en installatie, maar exclusief netaansluiting — van 260–600 €₂₀₁₈/kWth.

Kosten voor netaansluiting komen daar nog bij en kunnen variëren van enkele duizenden euro's voor aansluiting op lagere spanningsniveaus tot enkele miljoenen euro's voor aansluiting op het transmissienet, afhankelijk van de afstand tot het onderstation. Omdat MVR echter een zeer hoge COP heeft, is het elektrische vermogen per MWth relatief beperkt, waardoor de kosten voor netverzwaring proportioneel kleiner zijn.

MVR is volwassen over zijn volledige operationele bereik. De technologie werkt rechtstreeks op procesdamp, waardoor het “temperatuurniveau” zich vertaalt in stoomdruk, wat de keuze van de compressor beïnvloedt maar niet de fundamentele technologische volwassenheid. De belangrijkste beperkingen zijn de compressieverhouding en de beschikbaarheid van schone procesdamp.

MVR met turboventilatoren is het meest efficiënt bij kleine temperatuurverhogingen (<15 K, COP 10–50), terwijl meertraps centrifugaal- of zuigercompressoren (MVC) de open-cyclusbenadering uitbreiden naar temperatuurverhogingen van 30–100 K (COP 3–8). Een gesloten-cyclus hoge-temperatuurwarmtepomp (HTHP) wordt de meest geschikte technologie wanneer:

- De temperatuurverhoging groter is dan praktisch haalbaar is met open-cycluscompressie (ongeveer >80–100 K);
- Er geen geschikte procesdamp beschikbaar is en de restwarmte in vloeibare vorm aanwezig is (bijv. koelwater of condensaat), waardoor een apart koelmiddelcircuit nodig is;
- De damp verontreinigd, corrosief is of een te lage druk heeft voor praktische compressie.

¹⁹ <https://www.atlascopco.com/gas-and-process/en/pressure-points-blog/mechanical-vapor-recompression-key-to-steam-energy-upgrade-within-a-polyolefin-plant>

²⁰ <https://klarenbv.com/mechanical-vapour-recompression-mvr-evaporator>

²¹ <https://www.chartindustries.com/Products/Mechanical-Vapor-Recompression>

²² <https://www.gea.com/en/assets/304829/>

²³ <https://www.atlascopco.com/gas-and-process/en/pressure-points-blog/mechanical-vapor-recompression-key-to-steam-energy-upgrade-within-a-polyolefin-plant>

²⁴ <https://www.gigkarasek.com/en/mechanical-vapor-recompression-mvr>

2.4 Profiel 2: suboptimale restwarmtebeschikbaarheid

2.4.1 Algemene procesbeschrijving

Dit profiel behandelt het minst gunstige scenario: er is alleen lage-temperatuur restwarmte beschikbaar (~30°C), terwijl het proceswarmte vraagt van ongeveer 150°C. De temperatuurverhoging bedraagt ongeveer 120 K, ongeveer het dubbele van die in Profiel 1A. Er bestaat geen Belgische referentiecasse met precies deze omstandigheden, maar de Turboden-demonstratie van een grote warmtepomp (12 MWth bij 170°C uit een warmtebron van 15°C, COP 2²⁵) is een relevante technologische demonstratie. Ook de Cremo SA-case in Zwitserland²⁶ toont een vergelijkbare situatie: integratie van een hoge-temperatuurwarmtepomp (HTHP) in een droogproces waarbij vochtige uitlaatlucht van 38°C als warmtebron dient, terwijl stoom van 120°C nodig is (temperatuurverhoging van 82 K), met een COP van 2,3.

Het overbruggen van een grote temperatuurverhoging in één enkele trap is theoretisch mogelijk, maar resulteert in een zeer lage COP (ongeveer 1,7–2,0). De bovenvermelde Arpagaus COP-fitcurve ($COP = 52,94 \times \Delta T_{lift}^{-0,716}$) geeft een COP van ongeveer 1,7 bij een temperatuurverhoging van 120 K.

Drie benaderingen kunnen de COP verbeteren:

- **Optie A – Cascade HTHP (aanbevolen standaardoptie):**
Twee koelmiddeltrappen die een tussenliggende warmtewisselaar delen. De gecombineerde systeem-COP bedraagt ongeveer 2,0–2,5. Dit vermijdt de complexiteit van het combineren van verschillende technologieën, maar vereist twee compressoren, twee koelmiddelcircuits en een zorgvuldige thermische afstemming op de tussentemperatuur.
- **Optie B – HTHP tot 90°C + MVC van 90°C naar 150°C:**
Elke technologie werkt binnen zijn thermodynamisch gunstige bereik. De gecombineerde systeem-COP zou ongeveer 2,0–2,5 bedragen (vergelijkbaar met optie A), maar deze optie vereist dat de tussenstap damp produceert onder omstandigheden die geschikt zijn voor directe MVC-compressie. Dit is alleen praktisch wanneer het proces van nature verdamping rond ~90°C omvat (bijvoorbeeld de tussenstap van een multi-effect verdamper). Turboden heeft deze architectuur aangetoond bij 12 MWth met stoomproductie tot 170°C, hoewel hun MVR-eenheid momenteel TRL 5 heeft.
- **Optie C – HTHP tot 100–120°C + e-boiler als naverwarming:**
Dit is eenvoudiger te implementeren. De HTHP verzorgt het grootste deel van de temperatuurverhoging met een COP van 2,5–3,0, terwijl de e-boiler (COP ~1) de laatste stap naar 150°C levert. De gecombineerde systeem-COP bedraagt ongeveer 1,5–2,0. Dit is minder efficiënt, maar heeft lagere CAPEX en minder integratierisico.

Wanneer de restwarmtebron een droge uitlaatstroom is (bijvoorbeeld van een oven, gaartunnel of andere), is er geen procesdamp beschikbaar om direct te comprimeren. De restwarmte moet eerst worden teruggewonnen via een gas-vloeistofwarmtewisselaar die in het uitlaatkanaal wordt geplaatst. Deze draagt de warmte over naar een tussenliggende waterkring, die vervolgens de verdamper van de HTHP voedt. Dit vereist een extra warmtewisselaar, evenals een circulatiepomp, leidingen en buffervat.

25

<https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/70/2024/01/20231222hthpannex58template-suppliertechologyrev3.pdf>

²⁶ Arpagaus et al. (2023). Integration of High-Temperature Heat Pumps in Swiss Industrial Processes (HTHP-CH). 14th IEA Heat Pump Conference.

Als de uitlaatgassen verontreinigd zijn (bijvoorbeeld met deeltjes, oliën of VOC's), moet de warmtewisselaar corrosiebestendig zijn en zelfreinigende eigenschappen hebben²⁷.

2.4.2 Leveranciers en kosten

Dezelfde leveranciers die onder Profiel 1A zijn vermeld, zijn hier ook van toepassing, maar met nadruk op systemen die grote temperatuursprongen of cascadeconfiguraties aankunnen. Turboden demonstreerde een gecombineerd HP + MVR-systeem van 12 MWth dat stoom van 170°C produceert uit een bron van 15°C, wat de dichtst gepubliceerde demonstratie bij dit profiel is. Het systeem is echter maatwerk en de MVR-eenheid bevindt zich op TRL 5.

GEA biedt een specifiek cascadeproduct voor dit profiel: de GEA Ammonia Steam Generator²⁸, die een ammoniak-warmtepomp combineert met een stoomcompressiemodule. Het systeem accepteert warmtebronnen van 20–65°C en levert stoom van 100–175°C, met een capaciteit van 1,2–10 MW per unit. De COP varieert van 2,1 (bron 25°C, sink 140°C) tot 2,7 (bron 55°C, sink 140°C). Een eerste gecombineerd systeem werd in 2025 in gebruik genomen bij een diervoederpelletproducent in Noorwegen. Hoewel er tot nu toe slechts één gecombineerde installatie bestaat, heeft GEA honderden ammoniak-warmtepompen en stoomcompressoren afzonderlijk geïnstalleerd en schat het bedrijf het systeem op TRL 8–9. GEA publiceert ook een van de weinige kostenramingen voor geïnstalleerde cascade-systemen: 500–1000 €/kW geïnstalleerd (exclusief integratiekosten), afhankelijk van temperatuursprong, capaciteit en toegankelijkheid van de site.

Kostengegevens voor geïntegreerde cascadeconfiguraties zijn uiterst schaars. Vergelijkende studies tussen twee-traps cascade-systemen en enkeltraps HTHP's rapporteren een kostenpremie van 51–59%²⁹, wat neerkomt op een vermenigvuldigingsfactor van ongeveer 1,5× in plaats van een volledige verdubbeling. De minder-dan-proportionele stijging komt doordat de twee trappen belangrijke balance-of-plant-componenten delen (leidingen, regelingen, elektrische schakelkasten, behuizing).

Een eenvoudige optelsom (de kosten van twee enkeltraps systemen optellen) zou de apparatuurskosten overschatten, omdat deze gedeelde elementen niet worden meegerekend. Tegelijkertijd onderschat dezelfde methode de extra integratiekosten die nodig zijn om beide trappen te koppelen (tussenliggende warmtewisselaar, extra regelstrategie, synchronisatie-algoritmen en veiligheidsvergrendelingen). Deze twee tegengestelde effecten heffen elkaar grotendeels op. Daarom blijft een eenvoudige optelsom van de afzonderlijke technologieën een redelijke eerste-orde-schatting.

Deze apparatuurskosten worden vervolgens vermenigvuldigd met de Arpagaus-factor voor planning en integratie (1,0–4,0), die voor Profiel 2A naar verwachting aan de hoge kant ligt vanwege de dubbele koudemiddelcircuits, grotere footprint en complexe integratie in de stoomheader.

Voor Optie C (HTHP + e-boiler) zijn de leveranciers van e-boilers (PARAT, Bosch EL5B) allemaal TRL 9 met goed gekende kosten (SDE++ referentie: 305 €/kWth [6]).

Het terugwinnen van restwarmte uit een droog proces kan een van de belangrijkste kostendifferentiatoren zijn ten opzichte van Profiel 1A. In Profiel 1A bevindt de restwarmte zich al in een vloeistofcircuit (koelwater, condensaat) en is de aansluiting op de HTHP-verdamper relatief eenvoudig. In een droog proces zit de restwarmte echter in hete lucht of rookgas en moet deze worden opgevangen via specifieke gas-naar-vloeistof warmtewisselaars, plus circulatiepompen, leidingen en eventueel buffertanks. Deze kosten zijn sterk toepassingsafhankelijk en moeten per project worden bepaald.

²⁷ <https://www.vrcoolertech.com/news/heat-recovery-from-oven-exhaust-gas-utilization-85152809.html>

²⁸ <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/81/2026/05/supplier28geaammoniahp20250926.pdf>

²⁹ Alarnaout et al. (2024). Operational, economic, and carbon footprint feasibility of a moderately-high-temperature heat pump as an alternative to conventional boilers in various scenarios. Energy Conversion and Management.

Wanneer de uitlaatgassen vervuild zijn, stijgen de kosten van warmtewisselaars nog verder door meerdere factoren:

- Materiaalupgrades (roestvrij staal: +40–60% t.o.v. koolstofstaal; exotische legeringen zoals Inconel of Hastelloy: +200–250%)³⁰.
- Ontwerpmarges voor vervuiling (tot 100% extra warmtewisseloppervlak bij sterke vervuiling)³¹.

Samen kunnen deze factoren leiden tot een totale kostenfactor 5 vergeleken met een warmtewisselaar voor schone gassen met dezelfde capaciteit³².

Installatiekosten voor dit profiel zijn inherent variabeler dan voor Profiel 1A. De Arpagaus-integratiefactor bestrijkt een breed bereik vanwege de volgende factoren, die elk aanzienlijk kunnen bijdragen aan de projectkosten:

- Stoombalans op de site: Veel industriële sites werken met één hogedrukstoomheader (bijv. 200°C) die alle processen voedt, waarbij drukreducerventielen lagere temperatuurniveaus bedienen. Het invoegen van een HTHP die stoom van 150°C produceert vereist in zo'n systeem hydraulische ontkoppeling (een aparte lagedrukheader, extra regelventielen en mogelijk een volledige herengineering van de stoomdistributie).
- Restwarmte op meerdere locaties: Wanneer de 30°C restwarmte uit verschillende verspreide bronnen komt, zijn uitgebreide geïsoleerde leidingtrajecten nodig om deze naar de warmtepomplocatie te brengen.
- Batchprocessen: Als restwarmte slechts intermitterend beschikbaar is, zijn buffertanks (warmwateropslag) nodig om een continue warmtetoevoer naar de HTHP te garanderen. De kosten en ruimtevereisten van zulke tanks kunnen aanzienlijk zijn.
- Gebrek aan beschikbare ruimte: Een cascade-HTHP-systeem (twee compressoren, tussenliggende warmtewisselaar, twee koudemiddelcircuits) heeft een grotere footprint dan een enkeltraps systeem.
- Onvoldoende netaansluiting: Een systeem van 4 MWth met COP 2,0 vereist 2,0 MWe, aanzienlijk meer dan bij Profiel 1A (1,3 MWe bij COP 3,0). Voor veel industriële sites die rond gasboilers zijn ontworpen, bestaat deze elektrische capaciteit simpelweg niet. Dan kan een nieuwe middenspanningstransformator, schakelmateriaal, bekabeling en mogelijk netverzwaring nodig zijn, wat in netcongestiegebieden jaren kan duren³³.

2.5 Profiel 3: rechtstreekse elektrificatie: e-boiler in hybride mode

2.5.1 Algemeen beschrijving proces

Dit profiel beschrijft de eenvoudigste elektrificatieroute: de directe vervanging van een gasbrander of gasketel door een elektrisch equivalent. Er is geen warmtepomp, geen restwarmterecuperatie en de COP is ongeveer 1. Wat de e-boiler mist aan thermodynamisch rendement, maakt hij goed in eenvoud, snelle implementatie, flexibiliteit en lage CAPEX, terwijl de mogelijkheid behouden blijft om later warmterecuperatie en een warmtepomp toe te voegen.

Er bestaan twee varianten, afhankelijk van het procestype:

1) Stoomgebaseerde processen: Een elektrodenketel of weerstandsstoomketel genereert stoom bij de vereiste druk en temperatuur. Elektrodenketels injecteren de warmte rechtstreeks in het water; bij weerstandsketels wordt het water opgewarmd via een verwarmingselement. Elektrodenketels worden eerder gebruikt voor grote industriële installaties; weerstandsketels voor kleinere systemen. De e-boiler kan parallel met de bestaande gasketel worden

³⁰ <https://chemted.com/industrial-heat-exchanger-replacement-cost/>

³¹ https://link.springer.com/10.1007/978-3-319-32003-8_24-1

³² <https://thundersaidenergy.com/downloads/waste-heat-recovery-the-economics/>

³³ https://www.elia.be/en/newsroom/2025/03/20250327_congestion-management-for-businesses

geïnstalleerd. In hybride modus draait de e-boiler tijdens periodes met gunstige elektriciteitsprijzen of wanneer inkomsten uit de balanceringsmarkt beschikbaar zijn.

2) Droge processen: Elektrische luchtverwarmers of kanaalverwarmers vervangen de gasbrander in de oven. De ovenbehuizing, luchtcirculatie en producthandling blijven ongewijzigd, aangezien enkel de warmtebron wordt vervangen.

Representatieve sectoren zijn alle industrieën met stoomvraag of hoge-temperatuur droge processen: voedingsindustrie, chemie, papier, textiel, keramiek en metaalbewerking. Referentiecases zijn onder andere

- Sappi Maastricht (NL, 20 MW PARAT elektrodenketel met SDE++-steun³⁴),
- Aughinish Alumina (Ierland, 25 MW PARAT bij 62 barg / 277°C met EU-innovatiefinanciering³⁵), en
- Vattenfall (NL, 3×50 MW PARAT elektroden-warmwaterketels voor stadsverwarming³⁶).

2.5.2 Leveranciers en kosten

Directe elektrische verwarming is volledig mature technologie (allemaal TRL 9) met goed gevestigde leveranciers, zoals bijvoorbeeld:

- PARAT Halvorsen IEH: Marktleider in hoogspannings-elektrodenketels. Tot 75 MW, stoom tot 85 barg (~300°C)³⁷.
- Bosch ELSB: Elektrische stoomketel, 350–8.300 kg/u stoom bij tot 24 bar (~222°C). Compact, >99% efficiënt³⁸.
- Chromalox, Watlow, Tutco-Farnam: Directe elektrische luchtverwarmers en kanaalverwarmers voor droge ovenprocessen.

In de excel wordt standaard de waarde van 305€/kW_{th} ingevuld, gebaseerd op SDE++ [6].

³⁴ <https://parat.no/articles/sappi-maastricht-orders-20mw-electrode-steam-boiler>

³⁵ <https://parat.no/articles/25mw-high-pressure-electrode-steam-boiler-to-aughinish-alumina-in-ireland>

³⁶ <https://parat.no/articles/clean-energy-parat-delivers-zero-emission-boilers-to-vattenfall>

³⁷ <https://parat.no/products/ieh-high-voltage-electrode-boiler>

³⁸ <https://www.bosch-industrial.com/global/en/ocs/commercial-industrial/electric-steam-boiler-elsb-19175285-p/>

3 BUSINESS CASE EXCEL PARAMETERS EN ONDERSTEUNING

In dit hoofdstuk wordt kort de Excel beschreven die werd ontwikkeld. Het model vergelijkt verschillende technologieën (bijvoorbeeld elektrificatie-oplossingen) met een referentiesituatie en berekent de business case over een bepaalde evaluatieperiode.

3.1 Overzicht van de Excel: cashflow & sensitiviteiten

Het doel van het Excel model is om te bepalen of een investering in een alternatieve warmteoplossing financieel aantrekkelijk is, rekening houdend met energieprijzen, investeringskosten, operationele kosten en beleidsinstrumenten zoals subsidies. Uiteindelijk leiden de berekeningen tot het vaststellen van de totale cashflow.

Het model bestaat uit verschillende tabbladen met elk een specifieke functie:

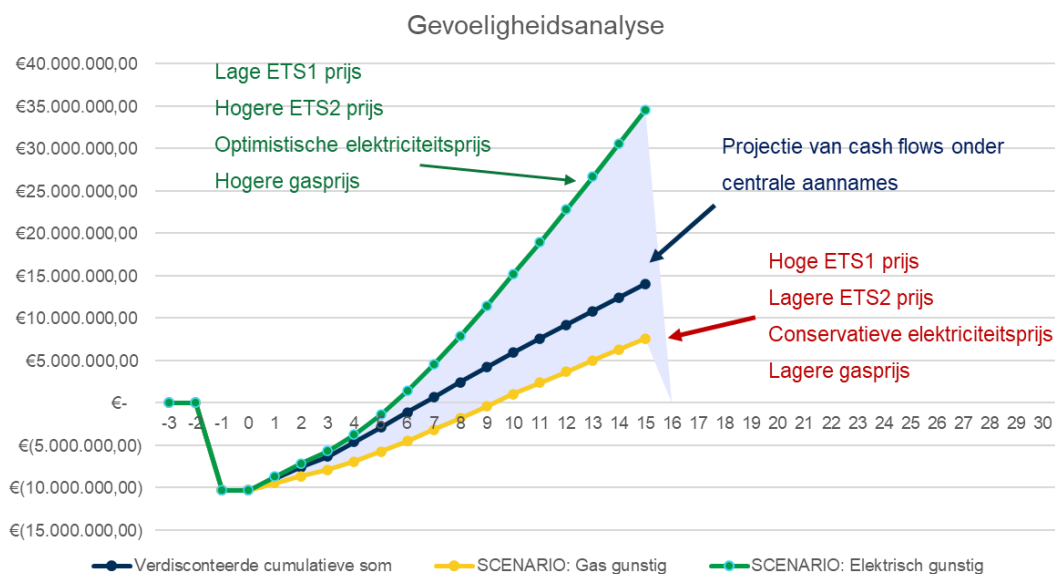
Het tabblad **Dashboard** geeft een overzicht van de belangrijkste resultaten van het rekenmodel en fungeert als de centrale plaats waar de gebruiker de basisparameters kan ingeven en de uitkomsten van de business case kan interpreteren. Het dashboard vertaalt de complexe berekeningen uit de achterliggende tabbladen naar een duidelijk en samenvattend overzicht van economische indicatoren zoals 'rate of return' en 'terugverdiendtijd'.

Het dashboard maakt het mogelijk om snel de financiële impact van verschillende technologiekeuzes of scenario's te evalueren, zonder de onderliggende berekeningen te moeten analyseren.

Op het dashboard worden verschillende invoerparameters gevraagd rond financieringsvoorwaarden: de kapitaalskosten van de investering, de inflatie en vennootschapsbelasting. Ook project specifieke parameters worden opgevraagd, of het warmtepomp, e-boiler, of MVR betreft, het verbruiksprofiel (baseload ofwel continu op vol vermogen, of een dagelijks profiel waarbij 's avonds en het weekend afgeschakeld wordt, al of niet flexibel, etc.). Verder worden een aantal basiseigenschappen van de investering, zoals inputvermogen, efficiëntie, economische levensduur en afschrijfperiode gevraagd. Hiervoor zijn standaardwaarden ingevuld.

Een belangrijke parameter is de kost van de investering, inclusief installatie. Deze kost wordt voor de drie technologieën standaard ingevuld op 1096€/kWth voor de warmtepomp, 1346€/kWth voor MVR, en 305€/kWth voor de e-boiler, gebaseerd op de studie achter het Nederlandse subsidiemechanisme SDE++ [6]. De gebruiker kan deze aanpassen.

Door deze eenvoudige gegevens in te vullen wordt de business case voor de technologie gevisualiseerd. Een voorbeeld is gegeven in Figuur 2. Hierbij worden ook de standaard economische indicatoren berekend: de Netto Actuele Waarde, de terugverdiendtijd, de 'Internal Rate of Return', en de 'Return on Investment'.



Figuur 2: Illustratie van de gevoeligheidsanalyse die in de Excel uitgevoerd wordt, met de verwachte cumulatieve cashflow (blauwe lijn) maar ook een scenario als de evoluties in emissiekosten, gasprijzen en elektriciteitsprijzen positief zijn voor de investering (groene lijn), of tegenvallend zijn voor de investering (gele lijn).

Het tabblad **Manuele input** bevat de invoerparameters rond gasprijzen, elektriciteitsprijzen en emissiekosten die door de gebruiker kunnen worden aangepast. Als bedrijven een stap verder willen zetten met de Excel kunnen ze meer gedetailleerde parameters over hun gas-en elektriciteitsprijzen invoeren.

Voor de andere tabbladen is het niet de bedoeling dat de gebruiker de gegevens initieel wijzigt, tenzij er betere of in een later stadium meer up to date gegevens beschikbaar zijn.

Het tabblad **Referentieparameters** bevat standaardparameters en referentiewaarden die in het model worden gebruikt, zoals inflatie. Deze referentieparameters worden voornamelijk in het Dashboard vastgelegd en dienen als basis voor de rest van de Excel.

In het tabblad **Achtergrondparameters** staan technische en economische parameters van de verschillende technologieën zoals rendementen, technische eigenschappen en enkele conversiefactoren. Ook de netkosten worden in dit tabblad weergegeven.

Het tabblad **verbruiksprofielen** bevat energieverbruiksprofielen die gebruikt worden in het model. Hier wordt het warmte- of energieverbruik verdeeld over tijd (bijvoorbeeld uur- of jaarprofielen). Deze profielen zijn belangrijk om realistische energie- en elektriciteitskosten te berekenen. Het tabblad **Achtergrond verbruiksprofielen** bevat achterliggende datasets waaruit de jaarlijkse verbruiksprofielen worden geïnterpoleerd. Het is niet de bedoeling dat de gebruiker dit wijzigt. Als de gebruiker een nieuwe set gas- of elektriciteitsprijzen wenst, kan deze beter het overzichtelijke **Manuele input** tabblad hanteren. Deze profielen vormen de basis voor de profielen in het tabblad *Verbruiksprofielen*.

Het tabblad **Berekening business case** is het centrale rekenblad van het model. Hier worden de verschillende componenten van de business case berekend, zoals:

- energieverbruik
- energiekosten
- investeringskosten
- operationele kosten
- nettarieven

- mogelijke subsidies of beleidsmechanismen.

De berekeningen leiden uiteindelijk tot een de totale cashflow berekening waarvan het resultaat wordt weergegeven in het dashboard. Ook de sensitiviteiten, namelijk het optimistische en conservatieve scenario voor de investering worden hier doorgerekend.

3.2 Standaardparameters en referenties

In dit hoofdstuk worden de parameters die standaard in de Excel worden meegegeven verduidelijkt ter referentie. Twee opmerkingen zijn belangrijk.

Ten eerste dienen de parameters als aannames gezien te worden en niet als voorspellingen. Deze studie voorspelt geen gasprijzen, elektriciteitsprijzen of emissiekosten. In plaats daarvan worden onderbouwde aannames gemaakt om evoluties in kaart te brengen die de toekomstige business case van investeringen in industriële warmte beïnvloeden.

Ten tweede is het belangrijk dat alle parameters hieronder beschreven eenvoudig aanpasbaar zijn door de eindgebruiker van de business case Excel. De financiële parameters en investeringskosten moeten sowieso aangeleverd worden door het bedrijf zelf, en in het tabblad 'Manual' kunnen eenvoudig eigen projecties worden ingegeven voor elektriciteitsprijzen, gasprijzen en emissiekosten zoals hierboven beschreven.

3.2.1 CAPEX van investeringen

Voor de CAPEX van de investeringen worden de standaardwaarden uit SDE++ ingevuld.

Technologie	Investeringskost (€/kWth)	COP
Warmtepomp	1096 [6]	3.5
MVR	1346 [6]	6.0
e-boiler	305 [6]	0.99
Warmtepomp/MVR met suboptimale restwarmte	1754 ([6]+60%)	2.5

Tabel 2: standaard aannames in de Excel, gebaseerd op de SDE++ aannames in €2024. De installatiekost is inbegrepen in de investeringskost. De efficiëntie is uitgedrukt als COP - Coefficient of Performance, het aantal eenheden warmte uit gedeeld door een eenheid elektriciteit in.

In de sensitiviteiten onder Hoofdstuk 4 wordt ook nog een extra geval meegenomen, waarbij er suboptimale beschikbaarheid van restwarmte is, zoals beschreven in Hoofdstuk 2.4. In dat geval wordt verondersteld dat de investeringskost zestig procent hoger is, en de COP 2,5 is, een realistische veronderstelling gebaseerd op de literatuurwaarden beschreven in Hoofdstuk 2.

Naast de investeringskost wordt in het tabblad 'business case berekening' rekening gehouden met een jaarlijkse vaste operationele kost van 5% van de investering.

3.2.2 Financiële parameters

De financiële parameters dienen door het bedrijf zelf te worden ingevuld. In het algemeen werd in deze studie geen poging ondernomen om zicht te krijgen op de kapitaalkosten van bedrijven, aangezien dit zeer individueel verschilt.

Financiële parameter	Aangenomen standaardwaarde
Rendement op vreemd vermogen onderneming	5%
Rendement op eigen vermogen onderneming	12%

Aandeel vreemd vermogen onderneming	58%
Aandeel eigen vermogen onderneming	42%
Vennootschapsbelasting	25%
Gewogen Gemiddelde Kapitaalkost onderneming	7,22%

Tabel 3: Standaardassumptions voor kapitaalkosten

Het rendement op vreemd vermogen van de onderneming wordt geraamd op 5%. Het rendement op eigen vermogen is typisch hoger bij investeringen, rond 10-20%, en wordt hier ingeschat op 12%.

Vennootschapsbelasting is 25% in België, en de gewogen gemiddelde kapitaalkost (of in het Engels Weighted Average Cost of Capital (WACC)), is gegeven door de formule:

$$WACC = (E/V \times Re) + (D/V \times Rd \times (1 - T))$$

Met:

- E = eigen vermogen,
- D = vreemd vermogen,
- $V = E + D$ (totaal vermogen),
- Re = kost van eigen vermogen,
- Rd = kost van vreemd vermogen
- T = belastingvoet, in dit geval de vennootschapsbelasting.

De inflatie wordt standaard op 2% ingevuld.

3.2.3 Gasprijzen

De groothandelsrijzen voor aardgas zijn op het moment van schrijven onderhevig aan geopolitieke factoren, met name de oorlog in Iran, en schommelen rond 50€/MWh in Europa [9]. Eerder dit jaar schommelden de prijzen rond 27€/MWh. Het is onmogelijk om de gasprijzen in Europa op een korte termijn te voorspellen.

Algemeen worden de volgende zaken aangenomen:

CO ₂ prijzen groothandel	2025	2030	2040	2050
Elektrisch gunstig//centraal (€ ₂₀₂₄ /MWh)	32	32	32	32
Gas gunstig (€ ₂₀₂₄ /MWh)	24	24	24	24

Tabel 4: Standaardassumptions voor de groothandelsrijzen aardgas

In het 'gas gunstige' scenario wordt de kost van 24€/MWh aangenomen. De kost van 32€/MWh in het centrale en 'elektrisch gunstige' scenario gaat ervan uit dat de groothandelskost hoger zal liggen door aanbod schaarste veroorzaakt door geopolitieke spanningen. Op het moment van schrijven ligt de gasprijs nog hoger dan 32€/MWh, maar deze kan mogelijk in de komende jaren weer dalen wanneer geopolitieke spanningen afnemen, meer LNG import- en exportcapaciteit online komt en hernieuwbare energiebronnen een deel van de LNG vraag uit de markt duwen.

De tarieven voor transmissie en distributie van aardgas worden gegeven in [10]. Er is zowel een component gelinkt aan het verbruik als een component gelinkt aan de capaciteit. Als aanname wordt een gemiddelde genomen over de tarieven van de verschillende regio's, voor de gegeven waarden uit 2026. Voor een grote industriële gebruiker met een verbruik groter dan 10GWh geeft dit 0.37€/MWh en 0.52€/kW, voor een industriële gebruiker met een verbruik kleiner dan 10GWh worden de netkosten geschat op 0.57€/MWh en 2.14€/kW.

Ter illustratie, voor een industriële gebruiker met een verbruik iets kleiner dan 10GWh, waarvan de piek een derde hoger ligt dan het gemiddelde verbruik, komt dit neer op ongeveer 1.3€/MWh in totaal, deze waarde wordt standaard aangenomen in de excel.

Deze kosten zijn in lijn met de FORBEG studie van regulatoren die een vergelijking maakte tussen de elektriciteits- en gastarieven in verschillende regio's [11].

3.2.4 CO₂ prijzen

EU ETS prijzen

Het eerste emissiehandelsstelsel (EU ETS) geldt voor elektriciteitsproductie en energie-intensieve industrie, waaronder installaties boven 20MWth vallen. Voor de kleinere verbruikers werd recent het tweede ETS systeem op poten gezet (ETS2), waar de CO₂ kost zal worden doorgerekend via brandstofleveranciers.

De prijs van CO₂ onder EU ETS is recent zeer gevoelig aan prijsschommelingen, voornamelijk door regulatoire onzekerheden met betrekking tot de hervorming van het systeem die in 2026 nog op de planning staat. In januari 2026 was de prijs nog boven 90€/ton, in maart 2026 dook de prijs onder 70€/ton [12].

De aannames voor het EU ETS systeem worden gegeven in Tabel 5. De bovenste aannames zijn gebaseerd op de CO₂ prijzen waarmee gerekend wordt in het impact assessment bij de klimaatdoelstellingen van de Europese Commissie [13], waarbij de 2040 waarde van 290€/ton CO₂ werd geïnterpoleerd naar 2030 en geïndexeerd naar €2024. Het is ook het CO₂-prijstraject dat wordt aangenomen in de PATHS2050 studie. De 'Elektrisch gunstige' lijn volgt een veel trager oplopend CO₂ prijstraject (aangezien deze studie focust op bedrijven die onder ETS2 vallen, is de EU ETS prijs enkel geldig voor de emissiekostcomponent in de elektriciteitsfactuur en heeft het 'elektrisch gunstige' scenario een trager oplopend prijstraject). Dit scenario reflecteert het systeem dat beïnvloed wordt door regulatoire ingrepen, zoals het op de markt brengen van extra certificaten, wat een drukkende impact heeft op de prijs.

EU ETS CO ₂ prijzen	2025	2030	2040	2050
Centrale aanname (€ ₂₀₂₄ /ton CO ₂) Gebaseerd op [13]	80	185	298	481
Elektrisch gunstig (€ ₂₀₂₄ /ton CO ₂)	80	100	200	300

Tabel 5: Aannames voor EU ETS prijzen in de excel. Deze aannames zijn niet expliciet in de excel in te geven, maar zitten vervat in de aangenomen elektriciteitsprijzen. De 'gas gunstige' aanname is in dit geval dezelfde als de centrale aanname.

ETS2 prijzen

Het tweede emissiehandelsstelsel omvat de sectoren transport, verwarming van gebouwen en niet-energie-intensieve industrie. Het stelsel is momenteel nog niet betalend, dit wordt vanaf 2028 verwacht. Verschillende studies maakten reeds optimalisaties en projecties om de prijzen in 2030 in te schatten.

Een studie met het PRIMES model uit 2024 leverde een enorme onzekerheid op de prijzen in 2030 [14], met een range tussen 71€/ton en 261€/ton in 2030. Andere studies die geciteerd worden in de publicatie schetsen hetzelfde beeld van een zeer grote spreiding op de mogelijke prijs in 2030. Een studie van Bloomberg NEF projecteerde een ETS2 prijs van 122€/ton CO₂ in 2030 [15], eveneens met grote onzekerheden. Het grote verschil tussen de lagere en hogere prijzen is afhankelijk van de complementaire beleidskeuzes gemaakt in de lidstaten. Bijvoorbeeld, complementair beleid als standaarden voor wagens, renovatieverplichtingen kunnen zorgen dat de prijs laag blijft. Het besteden van de ETS2 inkomsten aan structurele elektrificatie heeft bijvoorbeeld een drukkend effect op de prijs, tegenover een scenario waarin ETS2 inkomsten aangewend worden om de fossiele factuur te temperen [15]. Er zijn controlemechanismen ingebouwd, die recent werden uitgebreid, waarbij extra certificaten op de markt kunnen gebracht worden wanneer de prijs oploopt. Desalniettemin, wanneer geplande emissiereducties in de gebouwde omgeving en transport structureel achterblijven op de doelstellingen, kan er mogelijk schaarste aan certificaten ontstaan en kan de prijs mogelijk hoog oplopen. De aannames die gemaakt worden in de Excel worden weergegeven in onderstaande tabel.

ETS2 prijs (€ ₂₀₂₄ /tonCO ₂)	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2040
Centrale aanname	70	89	109	128	147	166	185	205	301
Lage aanname – gas gunstig	40	55	70	80	90	100	110	120	170
Hoge aanname – elektrisch gunstig	70	100	130	160	190	220	250	281	431

Tabel 6: Aannames in verband met de ETS2 prijs. Aangezien het beleid slechts vanaf 2028 betalend is, is de prijs 2025 – 2027 gelijk aan nul.

3.2.5 Elektriciteitsprijzen

Groothandelscomponent

Voor de huidige groothandelscomponent van elektriciteit wordt naar drie referenties gekeken:

- De Febeliec studie, die de prijzen voor grote verbruikers in kaart bracht [16],
- De FORBEG studie, een Belgische werkgroep die nauw samenwerkt met CREG, maakte een gelijkaardige studie [17],
- De Belpex 2025 geeft de prijzen op de Day Ahead Market of spotmarkt [18].

De Belpex referentie geeft de goedkoopste elektriciteitsprijs van 82.6€/MWh gemiddeld voor een baseload profiel. Dit is significant lager dan de Febeliec studie (100€/MWh) en de FORBEG studie (120€/MWh). Dit is logisch omdat industriële verbruikers vaak elektriciteit aankopen via een bilaterale PPA (Power Purchase Agreement of Stroomafnameovereenkomst), die van prijs kan verschillen met de elektriciteit aangekocht op de spotmarkt. In die prijs zit een risicopremie die de afnamevolumes garandeert en die is dus

vaak hoger dan de prijs op de spotmarkt. De recente energiecrisis in 2022 is een voorbeeld van wanneer langetermijn PPA's een stuk goedkoper uitvielen dan de aankoop van energie op de spotmarkt.

Tussen de Febeliec studie en de FORBEG studie is ook verschil in periode waarin de berekening wordt gemaakt, en hoe op basis van welke producten de prijzen worden berekend.

Voor de projectie van elektriciteitsprijzen naar de toekomst toe is het goed te starten met een disclaimer. Het is namelijk onmogelijk om elektriciteitsprijzen in de komende jaren te voorspellen en deze studie ambieert dit ook niet. De PATHS2050 studie wordt gehanteerd voor de aannames 2030 – 2050, maar dit is een optimalisatie en geen voorspelling van de toekomst.

€ ₂₀₂₅ /MWh	2025	2030	2035	2040	2045	2050	2025 referentie	2030 - 2050 referentie
Centraal	100	104	110	105	85	95	Febeliec [16]	PATHS Reactors scenario [19]
Gas gunstig	120	104	106	113	110	100	FORBEG [17]	PATHS Mol Imp scenario
Elektrisch gunstig	83	88	81	80	84	74	Belpex 2025 [18]	PATHS Rotors scenario
standaard draaiuren	8000	(geldt voor de hele periode)						

Tabel 7: Standaardaannames elektriciteitsprijzen voor een baseloadprofiel 2025 – 2050 en referenties.

De centrale aanname blijft rond 100€/MWh schommelen in de komende jaren. Het 'gas gunstig' scenario heeft een iets hogere elektriciteitsprijs maar deze ligt rond dezelfde prijs als de centrale aanname. Dit is doordat de gasprijs aanname in het 'gas gunstig' scenario ook lager is, en dit consistent wordt doorgerekend in de elektriciteitsprijs. Het 'elektrisch gunstige' scenario wordt structureel lager ingeschat rond 85€/MWh.

In het tabblad 'manual' kan de gebruiker eenvoudig andere inschattingen ingeven voor gasprijzen, elektriciteitsprijzen en emissiekosten. Sommige bedrijven hebben bijvoorbeeld een WKK, windturbine of zonnepanelen achter de meter die de bedrijfsspecifieke kost voor elektriciteit kunnen beïnvloeden.

Vraagprofielen

Behalve een baseloadprofiel dat continu draait, werden er ook andere profielen ontwikkeld die de gebruiker kan ingeven. Sommige bedrijven hebben geen baseload warmtevraag doordat ze enkel tijdens de dag en tijdens de week actief zijn.

De volgende profielen en bijhorende aannames werden geïntegreerd in de Excel met bijhorende draaiuren:

- BASELOAD => 8000u/jaar continu verbruik.
- BASELOAD DAY => 3040u/jaar, Enkel tijdens de week 8-18u.
- FULL FLEX DAILY => Elektriciteitsverbruik in de goedkoopste vier uur van de dag,
- 50% FLEX DAILY, => Half BASELOAD, half FULL FLEX DAILY
- 25% FLEX DAILY, => 75% BASELOAD, 25% DAILY,
- FULL FLEX YEARLY => Enkel wanneer elektriciteitsprijs zeer laag is.
- MANUAL => Eenvoudig manueel ingeven in tabblad 'manual'

Zoals we in Hoofdstuk 4 verder bespreken, heeft het feit dat een profiel enkel beschikbaar is tijdens de dag een beperkte invloed op de elektriciteitsprijs – afhankelijk van het jaar - maar is er vooral een impact op de afschrijving van de investering. Een CAPEX intensieve

investerings zoals een industriële warmtepomp wordt sneller terugverdiend bij continue werking. Het Full Flex Yearly profiel zal enkel aanschakelen wanneer de elektriciteitsprijs goedkoper is dan de gasprijs. Dit is voornamelijk relevant voor elektrische boilers, die een lagere aankoopprijs hebben en flexibel kunnen aan- en uitgeschakeld worden.

De dagelijkse flexibele profielen werden in praktijk amper vastgesteld in de conversaties met bedrijven. De meeste warmtegedreven profielen die enkele keren per dag in werking treden zijn afhankelijk van andere stappen in het bedrijfsproces, waardoor ze niet heel flexibel kunnen verschoven worden binnen de dag.

BASELOAD	TIMES ter info									
€/MWh	2025 - TIMES	2025b	2030	2035	2040	2045	2050	2025 referentie	2035 - 2050 referentie	
Realistisch	89,6	100,0	104,2	109,7	104,7	85,1	94,7	Febeliec 2024	PATHS Reactors scenario	
								gemiddelde Febeliec 2024,		
Gas gunstig	89,6	120,0	103,7	105,6	113,0	109,5	99,7	FORBEG 2024	PATHS Mol Imp scenario	
Elektrisch gunstig	89,6	82,6	88,2	81,0	79,6	83,9	73,6	Belpex 2025	PATHS Rotors scenario	
standaard draaiuren	8000	(geldt voor de hele periode)								
BASELOAD DAY										
€/MWh	2025 - TIMES	2025b	2030	2035	2040	2045	2050	2025 referentie	2035 - 2050 referentie	
Realistisch	84,8	106,0	92,5	91,6	81,5	72,1	82,8	Febeliec 2024	PATHS Reactors scenario	
								gemiddelde Febeliec 2024,		
Gas gunstig	84,8	126,0	92,5	85,1	89,8	89,9	84,1	FORBEG 2024	PATHS Mol Imp scenario	
Elektrisch gunstig	84,8	88,6	78,7	68,2	65,2	70,9	69,7	Belpex 2025	PATHS Rotors scenario	
standaard draaiuren	2540	(geldt voor de hele periode)								
FULL FLEX DAILY										
€/MWh	2025 - TIMES	2025b	2030	2035	2040	2045	2050	2025 referentie	2035 - 2050 referentie	
								Belpex 2025 + (Febeliec 2024 - Belpex2025)		
Realistisch	83,8	70,6	81,3	67,8	61,8	63,1	54,6		PATHS Rotors scenario	
Gas gunstig	78,0	78,0	82,2	71,0	62,3	64,3	58,7	PATHS 2025	PATHS Mol Imp scenario	
Elektrisch gunstig	78,0	53,2	71,6	59,1	57,7	63,1	54,6	Belpex 2025	PATHS Rotors scenario	
standaard draaiuren	1460	(geldt voor de hele periode)								
50% FLEX 50% BASELOAD										
€/MWh	2025 - TIMES	2025b	2030	2035	2040	2045	2050	2025 referentie	2035 - 2050 referentie	
Realistisch	83,8	85,3	92,7	88,7	83,3	74,1	74,7	Febeliec 2024	PATHS Reactors scenario	
								gemiddelde Febeliec 2024,		
Gas gunstig	83,8	99,0	92,9	88,3	87,7	86,9	79,2	FORBEG 2024	PATHS Mol Imp scenario	
Elektrisch gunstig	83,8	67,9	79,9	70,1	68,7	73,5	64,1	Belpex 2025	PATHS Rotors scenario	
standaard draaiuren	4730	(geldt voor de hele periode)								
25% FLEX 75% BASELOAD										
€/MWh	2025 - TIMES	2025b	2030	2035	2040	2045	2050	2025 referentie	2035 - 2050 referentie	
Realistisch	86,0	92,7	98,4	99,2	94,0	79,6	84,7	Febeliec 2024	PATHS Reactors scenario	
								gemiddelde Febeliec 2024,		
Gas gunstig	86,0	109,5	98,3	97,0	100,3	98,2	89,4	FORBEG 2024	PATHS Mol Imp scenario	
Elektrisch gunstig	86,0	75,2	84,1	75,6	74,2	78,7	68,9	Belpex 2025	PATHS Rotors scenario	
standaard draaiuren	6365	(geldt voor de hele periode)								
Full Flex yearly										
€/MWh	2025 - TIMES	2025b	2030	2035	2040	2045	2050	2025 referentie	2035 - 2050 referentie	
Realistisch	49,0	4,6	53,4	24,2	6,3	26,7	42,8	Manual estimation	PATHS Reactors scenario	
								gemiddelde Febeliec 2024,		
Gas gunstig	49,0	10,0	52,3	20,0	5,6	7,0	25,3	FORBEG 2024	PATHS Mol Imp scenario	
Elektrisch gunstig	49,0	0,0	52,4	26,5	9,4	9,4	20,4	Manual estimation	PATHS Rotors scenario	
draaiuren	Zie onderstaande tabel per scenario									
Full Flex yearly - operating hours										
draaiuren	2025 - TIMES	2025b	2030	2035	2040	2045	2050			
Realistisch	713,3	1185,0	1424,5	1900,1	2435,2	3792,7	4486,8			
Gas gunstig	713,3	1185,0	965,7	2141,0	1327,7	1444,2	1948,3			
Elektrisch gunstig	713,3	1185,0	1900,1	3218,0	2672,5	3682,0	3959,6			

Tabel 8: Standaard elektriciteitsprijsaannames voor verschillende profielen in de Excel

Nettarieven

De nettarieven worden bepaald via de simulatietool van Elia beschikbaar [20]. De tarieven bestaan uit verschillende kostenposten:

- Maandpiek afname (€/kW),
- Jaarpiek afname (€/kW),
- Tarieven voor het ter beschikking vermelde vermogen voor afname (€/kVA)
- Tarieven voor het beheer van het elektrisch systeem (€/MWh)
- Tarieven voor de vermogensreserves en black start (€/MWh)
- Tarieven voor integratie van de elektriciteitsmarkt (€/MWh)
- Tarieven voor Openbare Dienstverplichtingen in Vlaanderen voor de financiering van hernieuwbare energie en WKK (€/MWh)
- Tarieven voor Openbare Dienstverplichtingen voor de financiering van maatregelen ter bevordering van rationeel energiegebruik (€/MWh),
- Toeslag voor de taksen ‘masten en sleuven’ in Vlaanderen (€/MWh).

Voor een investering met een elektrisch vermogen dat in baseload werkt, komt dit overeen met onderstaande kosten:

Netconnectie	Netkost component €/kW	Netkost component €/MWh
380/220/150kV [20]	28.2	5.3
70/36/30 [20]	43.6	7.1
Fluvius 1-26kVnet [21]	88.3	4.1

Tabel 9: Netkosten standaard aannahme in de Excel voor een baseload profiel, gegevens zijn uitgedrukt in €2025.

3.2.6 Balancerings van netdiensten

Balancerings van netdiensten is een mogelijke inkomstenbron voor flexibele assets zoals elektrische boilers. Voor warmtepompen en MVR, die veel kapitaalintensiever zijn en dus typisch eerder een vollastprofiel hebben en continu draaien, is dit veel minder het geval. Elia heeft in 2023 studie laten uitvoeren naar de balanceringsinkomsten van flexibele technologie [22]. Voor opslag werd de inkomst dat jaar geschat tussen 50€/kW en 60€/kW. Echter, dit is erg afhankelijk van hoe de flexibele asset (bijvoorbeeld een elektrische boiler) wordt aangestuurd. Verschillende inkomstenstromen zijn mogelijk door verhandelen van de flexibele consumptie:

- op de onbalansmarkt, waar de netbeheerder betaalt voor verschillende diensten om het net in balans te houden,
- via energie-arbitrage (kopen/verkoop wanneer de prijs laag/hoog is),
- andere flexibiliteitsdiensten zoals frequentiesturing, of automatische of manuele reserve,
- lokale business cases zoals netcongestievergoeding,
- integratie met onsite hernieuwbare achter de meter.

Een elektrische boiler kan actief zijn op een combinatie van deze markten, afhankelijk van de sturing. Echter is het modelleren van verschillende strategieën op deze markten buiten het opzet van dit project.

Standaard zetten we inkomsten uit slimme sturing op 0€/kW in de Excel, we gaan hier dieper op in Hoofdstuk 4 bij de resultaten voor de elektrische boiler.

4 CONTACTEN MET BEDRIJVEN EN RESULTATEN

In dit hoofdstuk bespreken we de resultaten, waarbij we te werk gaan in drie stappen:

1. We rekenen de business case door van enkele standaardprofielen
2. We linken dit aan de gesprekken met bedrijven rond economische parameters en haalbaarheid van de investeringen,
3. We bespreken kwalitatief het potentieel voor elektrificatie.

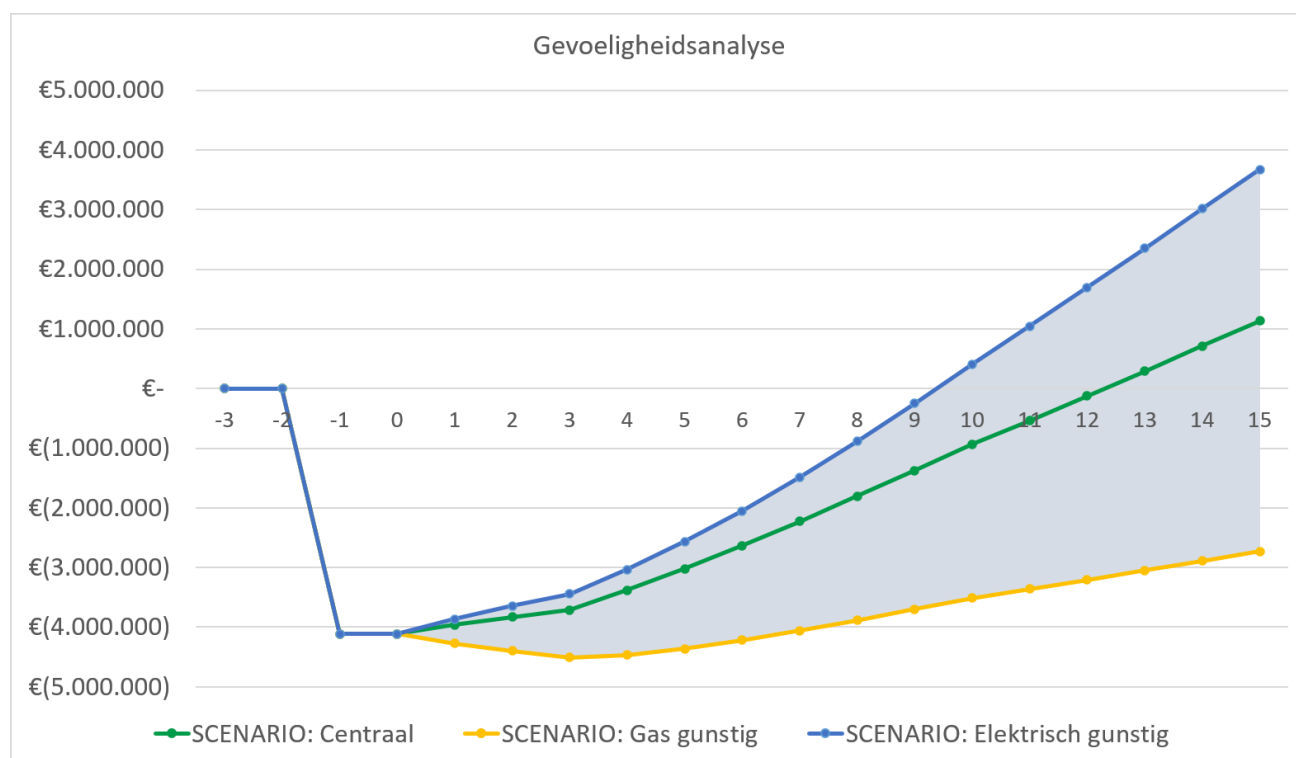
4.1 Resultaten voor standaardprofielen

4.1.1 Warmtepomp met beschikbare restwarmte

We berekenen de business case van een warmtepomp met beschikbare restwarmte en een beperkte temperatuursprong (bijvoorbeeld 75°C - 120°C) met de volgende aannames:

- Investeringskost 1096€/kWth, inclusief installatie,
- Restwarmte beschikbaar met beperkte temperatuursprong,
- COP 3.5,
- Vollastprofiel,
- Inputvermogen 1MW elektrisch,
- Netconnectie 70/36/30 kV,
- Economische levensduur 15 jaar,
- Afschrijffperiode 10 jaar,
- WACC 7.22% (zie hoofdstuk 3.2.2 voor aannames).

Andere aannames wat betreft gasprijzen, elektriciteitsprijzen en emissies zijn zoals gedocumenteerd in Hoofdstuk 3.



Figuur 3: Resultaten voor een warmtepomp met geschikte restwarmte

Scenario	Gas gunstig	Centraal	Elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-2731	1133	3672
Internal Rate of Return (%)	-1	10	14
Terugverdientijd (jaar)	/	11	14

Tabel 10: Overzicht van de resultaten van een warmtepomp met beschikbare restwarmte

De eerste conclusie is dat met de aannames die gemaakt werden er in principe een positieve business case kan gemaakt worden met een jaarlijkse Internal Rate of Return van 10 tot 14% bij centrale en elektrisch gunstige aannames. Echter is het ook belangrijk te noteren dat de spreiding op de resultaten enorm groot is en er ook een negatieve netto actuele waarde kan zijn, namelijk in het 'gas gunstige' scenario. De regulatoire onzekerheden (die verder besproken worden) rond projecties voor EU ETS en ETS2 emissiekosten spelen hierbij een grote rol.

Een derde conclusie is dat de internal rate of return positiever oogt dan de terugverdientijd. In de Excel, zoals kan gezien worden in Figuur 3, wordt een jaar gerekend tussen het vervullen van de financiering en het moment waarop de investering opbrengsten begint te genereren. Dit kan uiteraard ook minder zijn, afhankelijk van hoe complex de retrofit is in het proces van het bedrijf en hoe de investering gefinancierd wordt.

Over het algemeen is het echter zeer lastig om voor een project als een industriële warmtepomp een terugverdientijd binnen de 5 á 7 jaar te bekomen, ook al is het vaak de feedback die gegeven wordt door bedrijven dat dit de gewenste terugverdientijd is. Hoewel de investering niet op korte termijn terugverdiend wordt, kan er met de gemaakte aannames wel een positieve cashflow gerealiseerd worden op langere termijn in het 'centrale' en 'elektrisch gunstige' scenario. Belangrijke factoren zijn gasprijzen en emissiekosten. Als gasprijs en ETS2 prijzen laag blijven, zoals aangenomen in het 'gas gunstige' scenario (24€/MWh, en 70€/ton in 2030, uitgedrukt in €2025), dan is het lastig een positieve business case te realiseren gezien de hogere investeringskost voor een warmtepomp.

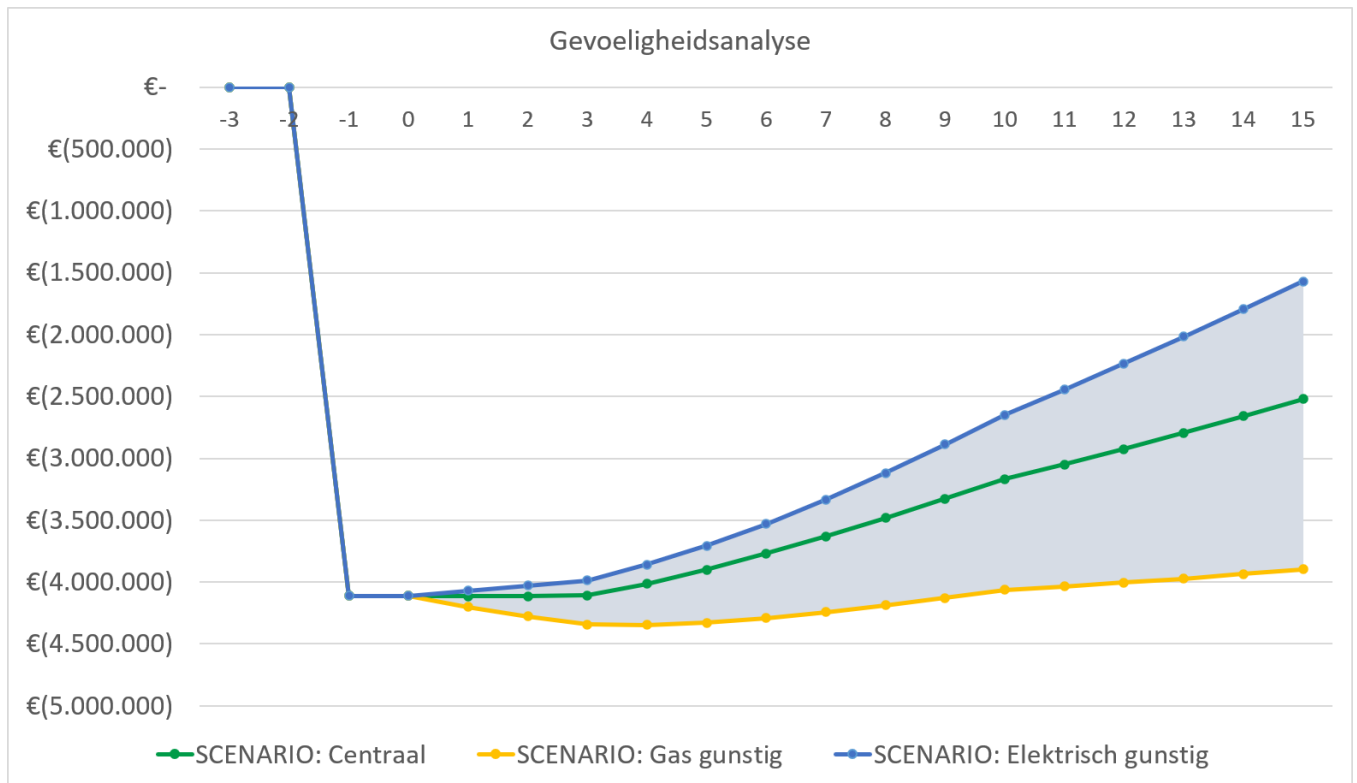
4.1.2 Warmtepomp met minder aantal draaiuren

We bekijken nu de impact van een deellastprofiel op de investering in een industriële warmtepomp, met 3040 draaiuren per jaar, en verder dezelfde aannames als in het vollastprofiel.

Aannames:

- Investeringskost 1096€/kWth, inclusief installatie [6],
- Restwarmte beschikbaar met beperkte temperatuursprong,
- COP 3.5
- Partieel lastprofiel, 3040 draaiuren per jaar.
- Inputvermogen 1MW elektrisch,
- Netconnectie 70/36/30 kV,
- Economische levensduur 15 jaar,
- Afschrijfperiode 10 jaar.
- WACC 7.22% (zie hoofdstuk 3.2.2 voor aannames).

Andere aannames zijn zoals gedocumenteerd in Hoofdstuk 3.



Figuur 4: Resultaten voor een warmtepomp met geschikte restwarmte in deellast (3040 draaiuren)

Scenario	Gas gunstig	Centraal	Elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-3898	-2521	-1569
Internal Rate of Return (%)	-12	-2	3
Terugverdiertijd (jaar)	/	/	/

Tabel 11: Overzicht van de resultaten van een warmtepomp met beschikbare restwarmte maar in deellast (3040 draaiuren per jaar).

Hier kan uit geconcludeerd worden dat, binnen het gehanteerd model, warmtepompen die in deellast draaien een stuk moeilijker de business case zullen rondkrijgen dan warmtepompen in vollast met zeer hoog risico op het niet terugverdienen van de investering. Dit type project zal naar alle waarschijnlijkheid dus afhankelijk zijn van subsidies om een rendabele business case te kunnen bereiken.

4.1.3 Mechanische damprecompressie (MVR) met beschikbare restwarmte

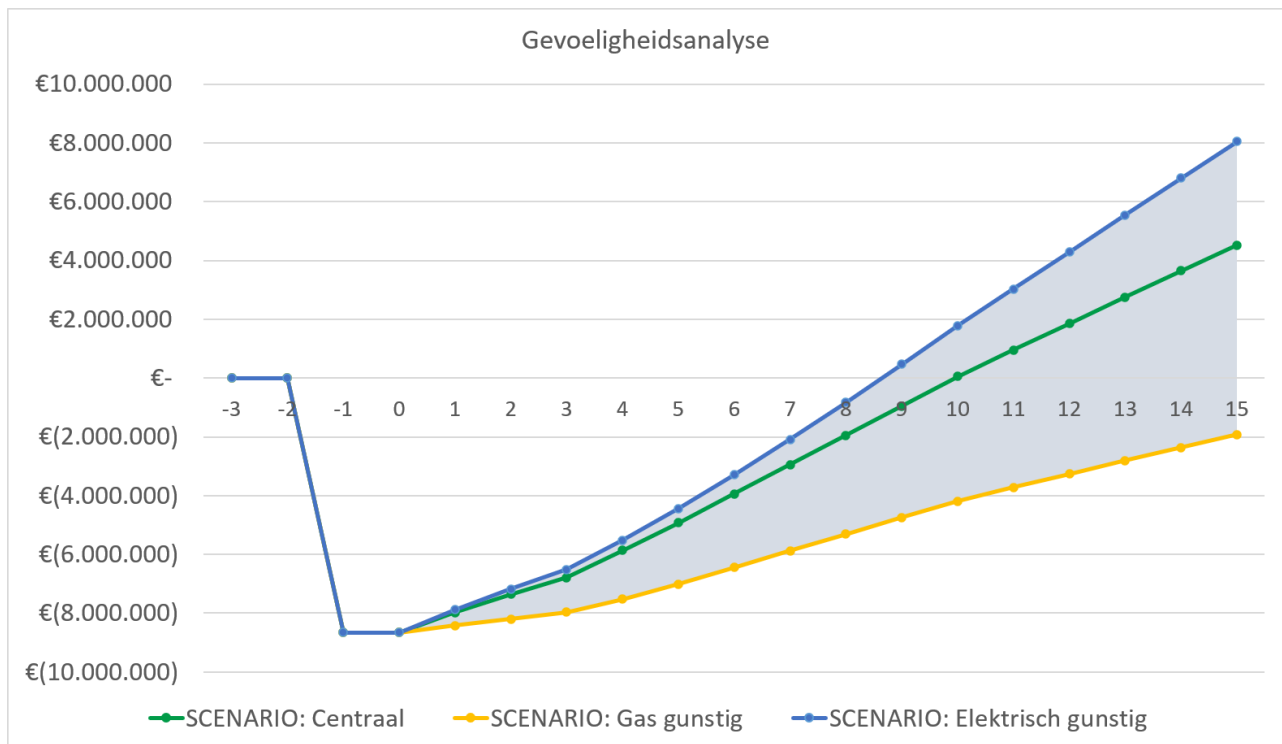
We bekijken nu mechanische damprecompressie (MVR) met beschikbare restwarmte van 90°C, wat voldoende kan zijn om stoom te genereren. Zoals in hoofdstuk 2 werd besproken, kan MVR met hoge COP hogere temperatuurniveaus stoom bereiken.

Aannames:

- Investeringskost 1346€/kWth, inclusief installatie [6],
- Restwarmte beschikbaar,
- COP 6.0,
- Vollastprofiel, continue werking.
- Inputvermogen 1MW elektrisch,
- Netconnectie 70/36/30 kV,

- Economische levensduur 15 jaar,
- Afschrijfteriode 10 jaar.

Andere aannames zijn zoals gedocumenteerd in Hoofdstuk 3.



Figuur 5: Resultaten voor een MVR met geschikte restwarmte

De resultaten zijn samengevat in Tabel 12.

Scenario	Gas gunstig	Centraal	Elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-1.920	4.526	8.046
Internal Rate of Return (%)	4	12	15
Terugverdiëntijd (jaar)	/	10	11

Tabel 12: Overzicht van de resultaten van een MVR met beschikbare restwarmte maar in deellast (3040 draaiuren per jaar).

Hier kan uit geconcludeerd worden dat met de bovenstaande aannames in het centrale en 'elektrisch gunstige' scenario voor MVR met beschikbare restwarmte een business case kan gemaakt worden die aantrekkelijke netto actuele waarde en internal rate of return levert. Ook hier geldt dat er echter in het 'gas gunstige' scenario een negatieve netto actuele waarde, en een 'Rate of Return' lager dan de 'weighted average cost of capital'.

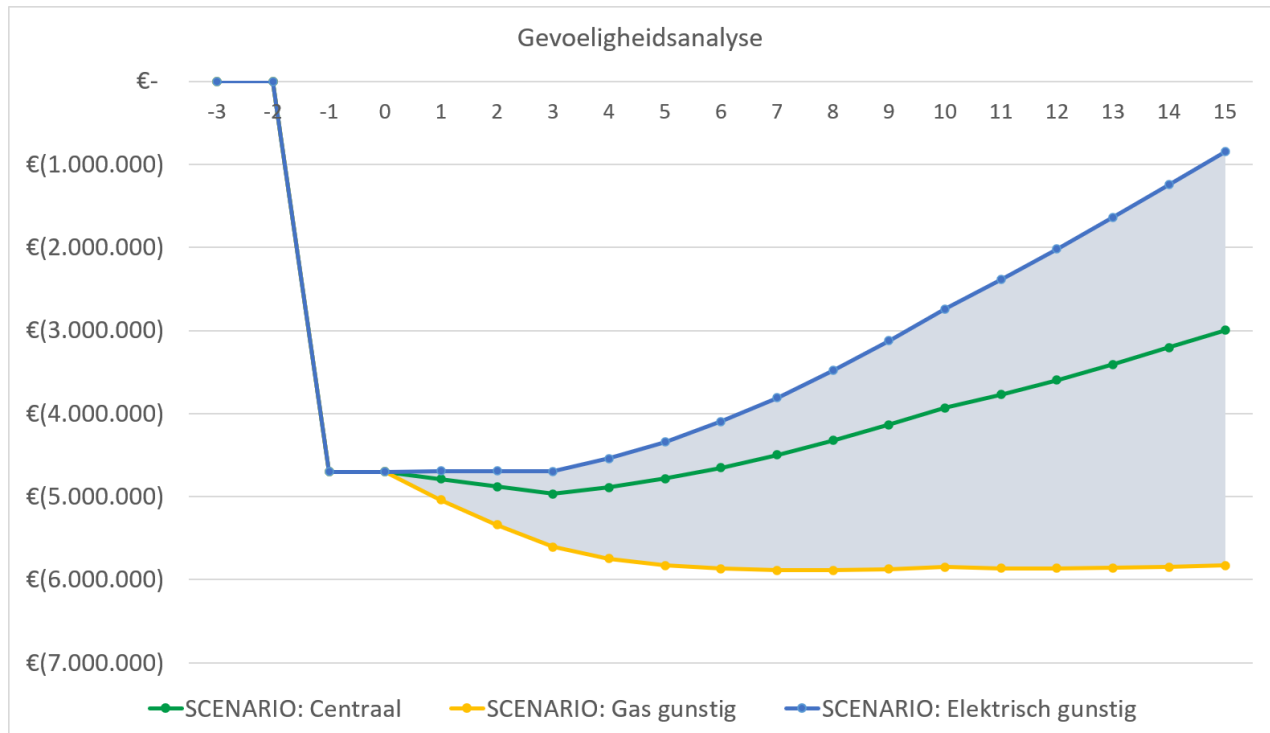
4.1.4 Warmtepomp/MVR met mindere beschikbaarheid restwarmte

We bekijken nu de impact van een suboptimale beschikbaarheid van restwarmte wat resulteert in een hoge temperatuursprong. Er zijn verschillende technische mogelijkheden om hieraan tegemoet te komen, zoals besproken in hoofdstuk 2.4. We gaan uit van een systeem van cascaderende warmtepompen met de volgende aannames:

- Investeringskost 1754€/kWth, inclusief installatie, dit is 60% hoger dan [6],
- Restwarmte beschikbaar op lage temperaturen (e.g. 30°C => 150°C nodig),
- COP 2.5

- Vollastprofiel, continue werking
- Inputvermogen 1MW elektrisch,
- Netconnectie 70/36/30 kV,
- Economische levensduur 15 jaar,
- Afschrijfteriode 10 jaar.

Andere aannames zijn zoals gedocumenteerd in Hoofdstuk 3.



Figuur 6: Resultaten voor een cascadesysteem met suboptimale geschikte restwarmte

Scenario	Gas gunstig	Centraal	Elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-5829	-2997	-850
Internal Rate of Return (%)	/	-1	5
Terugverdiëntijd (jaar)	/	12	9

Tabel 13: Overzicht van de resultaten van een warmtepomp met beperkte beschikbaarheid van restwarmte.

Enkel in het elektrisch gunstige geval levert dit een positieve rate of return, wanneer EU ETS kosten laag zijn, ETS2 kosten eerder hoog, en de gasprijs hoog. Het risico op een negatieve netto actuele waarde is substantieel. In het 'gas gunstige' scenario is de IRR niet gedefinieerd, omdat alle kasstromen negatief zijn.

Onder gehanteerde aannames, lijkt voor dergelijk project een subsidie of gunstiger beleidskader noodzakelijk om rendabel te kunnen zijn.

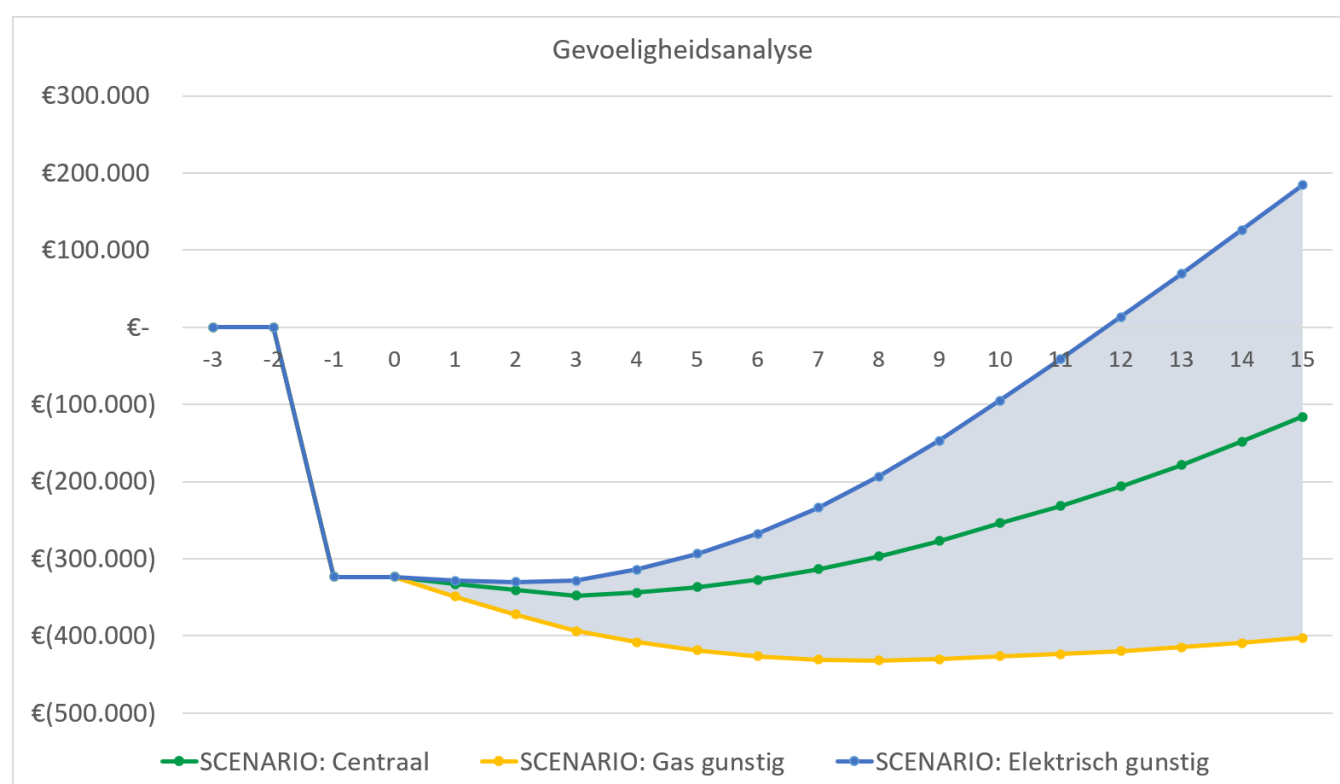
4.1.5 Elektrische boilers

Elektrische boilers zijn veel minder efficiënt dan warmtepompen of MVRs, maar zijn wel veel eenvoudiger te installeren, en ze kunnen hybride geïnstalleerd worden met de bestaande ketel. We maken de volgende aannames:

- Investeringskost 305€/kWth, inclusief installatie [6],
- COP 0.99 (ofwel 99% efficiëntie)

- Flexibel profiel, enkel opgezet wanneer de elektriciteitskost lager is dan die van gas,
- Inputvermogen 1MW elektrisch,
- Netconnectie 70/36/30 kV,
- Economische levensduur 15 jaar,
- Afschrijffperiode 10 jaar.
- Geen inkomsten uit balanceringsinkomsten.

Een aanname die we hierbij maken is dat de maandpiek voor de nettarieven 0.9 is van degene in vollast. (Dit is een factor die men kan instellen in 'referentieparameters' in de Excel.) Typisch kunnen elektrische boilers in de winter een twee á drie maanden uitgezet worden om de maandpiek in de nettarieven te ontwijken. In deze simulatie veronderstellen we dat de elektrische boiler bijna elke maand opgezet wordt en slechts een tiende van de kost van de maandpiek in de nettarieven ontwijkt.



Figuur 7: Resultaten voor een elektrische boiler zonder balanceringsinkomsten

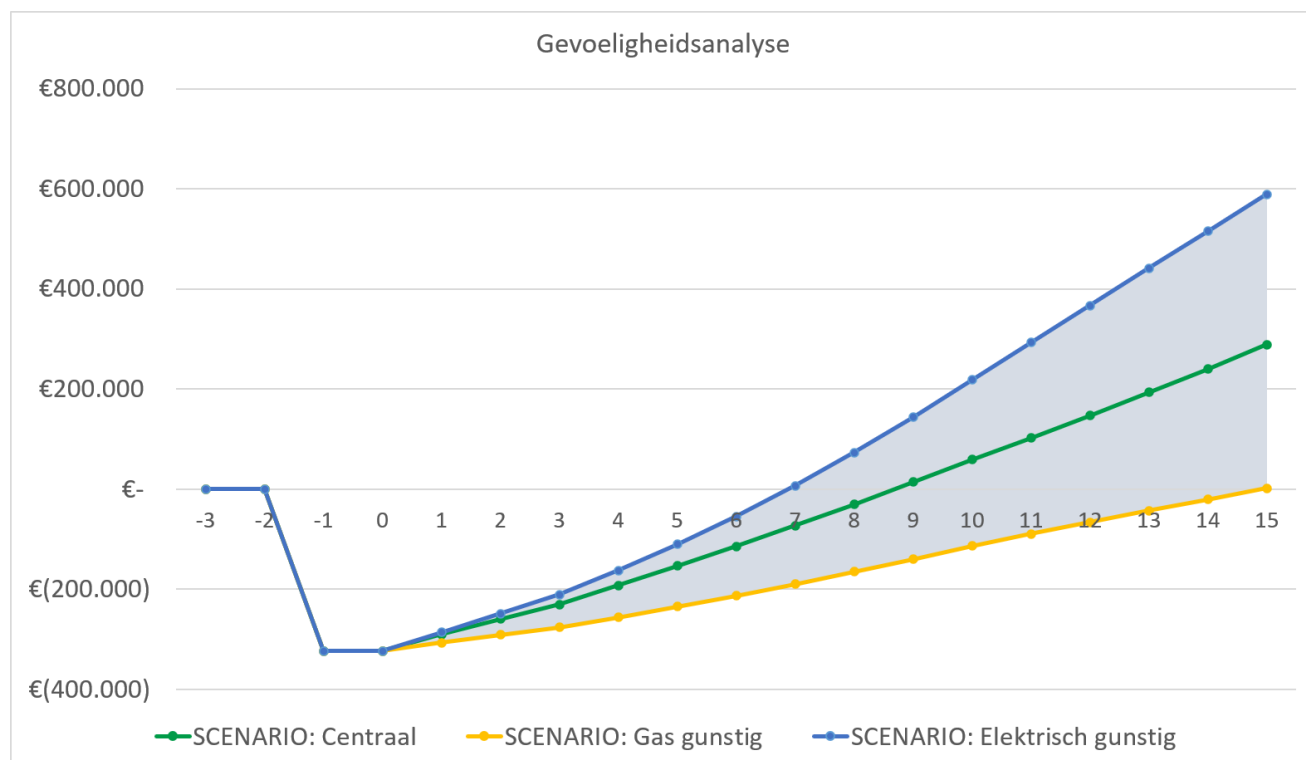
Scenario	Gas gunstig	Centraal	Elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-403	-116	184
Internal Rate of Return (%)	-14	4	11
Terugverdientijd (jaar)	/	/	13

Tabel 14: Overzicht voor de business case van een elektrische boiler zonder balanceringsinkomsten.

Onder deze aannames lijkt een investering in een elektrische boiler mogelijk oninteressant. De aanname die in deze berekening gemaakt wordt van twee jaar tussen financiering en afgewerkte installatie is waarschijnlijk erg conservatief voor de elektrische boiler, en dus kunnen de terugverdientijden iets lager zijn.

Een belangrijke – en conservatieve- aanname is dat er geen inkomsten zijn uit balanceren. Net als een batterij kan een elektrische boiler heel wat inkomsten genereren uit flexibele sturing op verschillende markten om de business case te verbeteren.

Met balanceringsopbrengst kan een investering wel interessant worden. Onderstaand resultaat wordt bekomen met een balanceringsopbrengst van 60€/kW_e.



Scenario	Gas gunstig	Centraal	Elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	2	288	589
Internal Rate of Return (%)	7	15	20
Terugverdiëntijd (jaar)	/	10	8

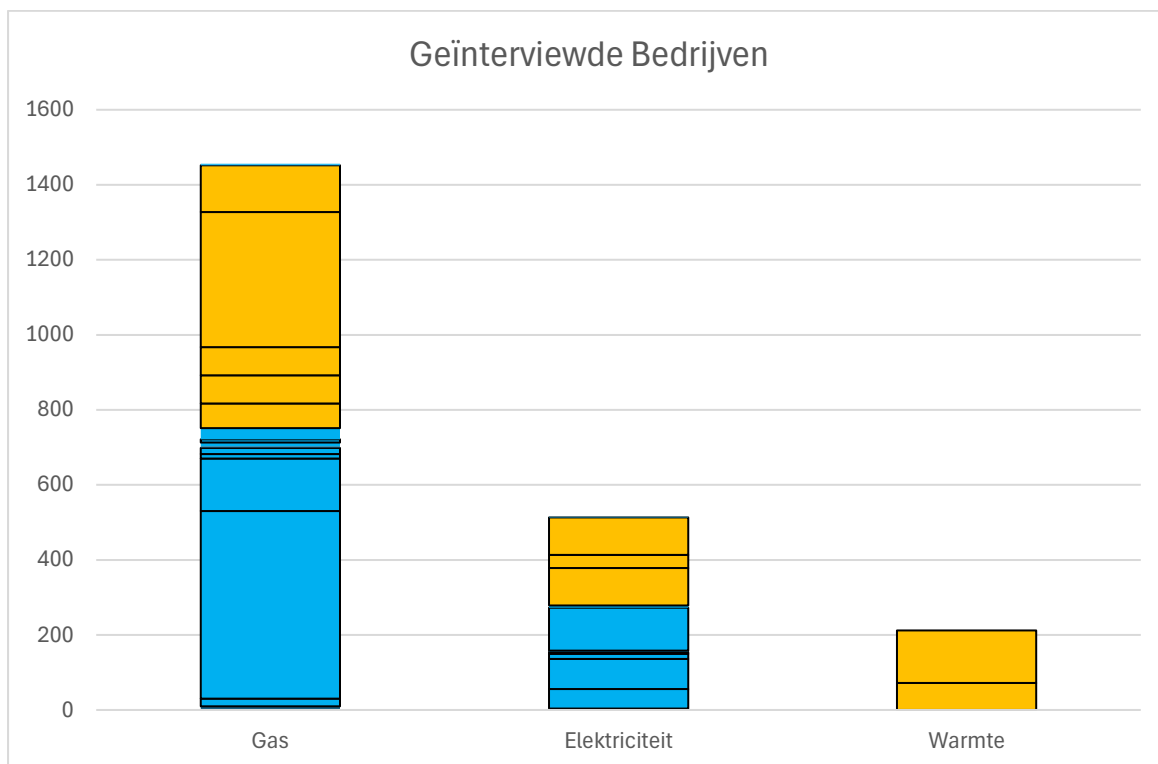
Tabel 15: Overzicht van de resultaten van een elektrische boiler met een balanceringsinkomst van 60€/kW_e.

Belangrijk te vermelden is dat een elektrische boiler een flexibel asset is, dat op verschillende markten inkomsten kan genereren. Het modelleren van deze markten valt buiten het opzet van deze studie. In praktijk dient de business case van een elektrische boiler besproken te worden met gespecialiseerde partijen die in detail het asset kunnen aansturen en inkomsten kunnen genereren op verschillende markten.

4.2 Gesprekken met bedrijven

4.2.1 Overzicht interviews

Het opzet van dit project en de eerdere versies van de business case Excel werden doorgesproken met bedrijven, met als doel i) de gebruiksvriendelijkheid te verbeteren, ii) feedback te ontvangen wat betreft de aannames in de Excel zoals beschreven in Hoofdstuk 3 en iii) een beter zicht te krijgen op bedrijfsspecifieke factoren die een business case kunnen beïnvloeden.



Figuur 8: overzicht van de gas-, elektriciteits- en warmtevraag (via warmtenet) van de bedrijven waar in de context van dit project gesprekken mee gevoerd werden. Bedrijven in oranje vielen onder EU ETS, bedrijven in het blauw onder ETS2.

In totaal werd er met 19 bedrijven overlegd, goed voor ongeveer een tiende van de industriële ETS2 gasvraag:

- 11 ETS2 bedrijven
 - 7 voedingsector,
 - 2 metaalverwerking,
 - 2 chemie
- 5 ETS 1 bedrijven,
 - 2 voedingsector,
 - 1 metaalverwerking
 - 1 transport
- 3 Andere – consultants + leveranciers
 - 1 aggregator
 - 1 consultant
 - 1 leverancier

Tijdens de gesprekken werd de business case Excel en de aannames erachter doorgesproken. De bedrijven gaven feedback op de parameters die standaard in de Excel zijn ingewerkt. De technische uitdagingen voor de investering in de site werden concreet besproken, evenals de strategie voor het bedrijf op korte en langere termijn. Er werd eveneens gepolst naar de innovaties die de bedrijven als relevant zien op langere termijn.

4.2.2 Inzichten uit de bedrijfsconversaties

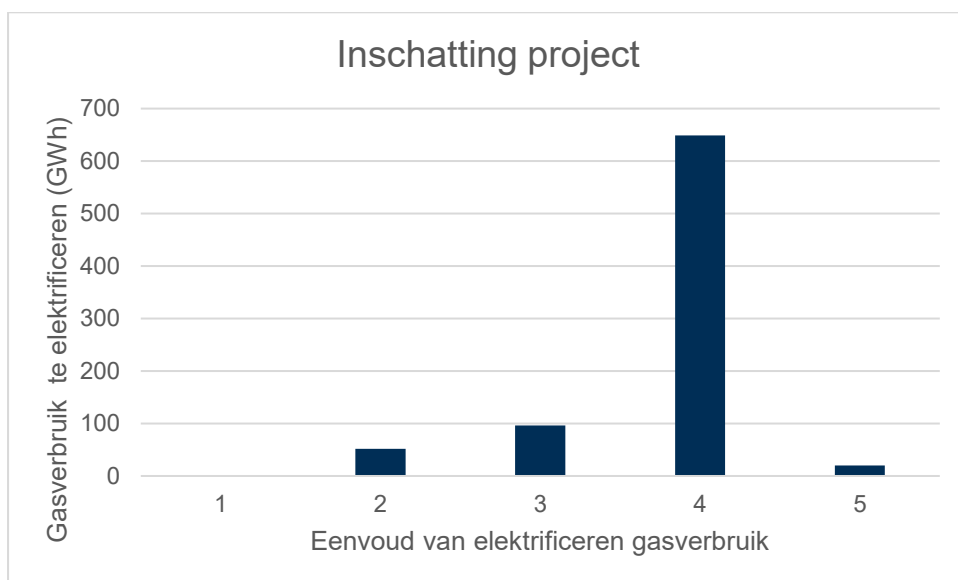
De gesprekken met bedrijven leverden interessante inzichten op, zowel wat betreft economische en financiële onderstellingen, als de economische haalbaarheid.

Voor het inschatten van de inzichten definiëren we enkele categorieën van investeringen:

Categorie	Beschrijving	Eigenschappen
1	No-brainer investering	Terugverdientijd van 3-5jaar
2	Haalbare investering	Warmtepomp/MVR met geschikte restwarmte Elektrische boiler in hybride modus met gasboiler
3	Haalbaar mits steun	Mogelijk onrendabele investering die haalbaar kan worden mits steun
4	Zeer lastige investering	Zeer lastig rendabel te maken
5	Onmogelijk	Onmogelijk te investeren voor 2030 gerelateerd aan netuitbreiding

Na het gesprek werd het project ingedeeld bij één van de categorieën. Belangrijke opmerking is dat dit een kwalitatieve inschatting is, bedrijven hebben typisch geen ingevulde Excel bezorgd – dit is ook niet de bedoeling van het project, aangezien financiële parameters, investeringskosten en energiekosten commercieel gevoelige informatie inhouden.

In Figuur 9 wordt het resultaat gegeven van de kwalitatieve inschatting.



Figuur 9: Inschatting van de haalbaarheid van een elektrificatie-investering gebaseerd op de interviews in het kader van dit project (1= no-brainer, 2=haalbare business case, 3 = haalbaar mits steun, 4 = lastige investering, 5 = onmogelijk). Enkel de ETS2 bedrijven zijn weergegeven in de figuur.

Onderstaand geven we meer duiding bij de selectie van categorieën in de gesprekken met bedrijven:

Categorie 1: no-brainer investeringen waarvan de terugverdientijd rond drie tot maximaal vijf jaar ligt werden niet gevonden. Dit hoeft geen probleem te zijn, de recente energiecrisis verschaftte een zeer tastbare stimulans voor energie-efficiëntie en gasbesparingen, en de investeringen die op zeer korte termijn zichzelf terugverdienen werden typisch al uitgevoerd. Verschillende bedrijven rapporteerden in het recente verleden investeringen in energie-efficiëntie.

Categorie 2: haalbare business case bevat de investeringen waarbij de technische randvoorwaarden meezitten, voldoende plaatsbeschikbaarheid, een beperkte temperatuursprong en een stoomgedreven proces waar de restwarmte van kan gerecupereerd worden. Slechts twee bedrijven bevonden zich in deze situatie voor warmtepomp en MVR, en overwogen ook investering. Verschillende andere bedrijven overwogen een investering in een elektrische boiler. Deze wordt opgesplitst, waarbij de standaardaanname is dat voor 1500 draaiuren de het gasverbruik goedkoop kan vervangen worden tegen 2030. Voor de rest van het gasverbruik wordt aangenomen dat dit moeilijk te elektrificeren is en onder categorie 4 valt.

Categorie 3: Haalbaar mits subsidies omvat de cases die moeilijk haalbaar zijn, maar misschien haalbaar kunnen worden mits subsidies.

- Een seizoenale vraag of geen 24/24 profiel waardoor warmtepompen of MVR niet volcontinu kunnen draaien,
- Een te grote sprong in temperatuur of druk van de processen,
- Extra investeringen die nodig zijn op de site en de investeringskost opdrijven:
 - o Extra elektrische werken die nodig zijn voor de elektrificatie,
 - o Collectie van restwarmte die nog significante investeringen vergt en niet op dezelfde locatie valt als het proces,
 - o Een stoomleiding die op hogere druk werkt en zou moeten heraangelegd worden om processen op lagere druk te laten werken,
 - o Een droog proces dat mogelijk hybride elektrisch – gas kan gemaakt worden.
- Het geëlektrificeerde deel van een elektrische boiler die geïnstalleerd wordt in de tuinbouwsector. Een zeer grote component bestaat uit warmtekrachtkoppelinginstallaties (WKK), waarbij de CO₂ ook dient om de groei van de planten te bevorderen. Indien hierbij de WKK uit dienst genomen wordt moet CO₂ apart aangekocht worden aan een bedrag grootteorde ~150€/ton.

Slechts 22% van de gasvraag van de bedrijven had uitzicht op een haalbare business case al of niet met subsidies (categorie 2 en 3).

Categorie 4: zeer lastige investering

- Bevat het deel van de gasvraag dat in hybride setup elektrische boiler – gasboiler bevindt, waarbij 1500 draaiuren voor de elektrische boiler ingedeeld werden bij 2 of 3, en de draaiuren van de gasketel bij categorie 4.
- Bevat de investeringen waar geen of slechts heel lage temperatuur restwarmte beschikbaar is, met een zeer grote temperatuursprong tussen finale vraag en restwarmtebron.

Categorie 5: onmogelijke investering

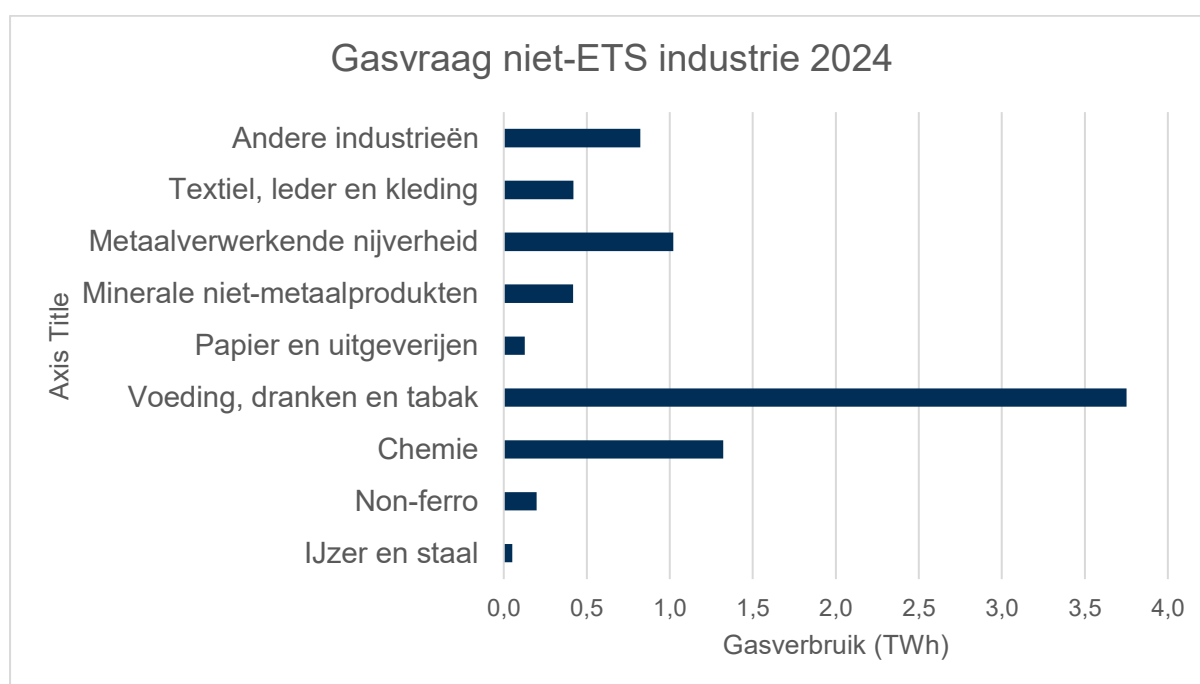
- Bevat de twee bedrijven die aangeven wel te willen investeren, maar voor wie geen netconnectiecapaciteit beschikbaar is. Enkele bedrijven gaven aan niet te weten of de netconnectie beschikbaar zou zijn.

Andere kwalitatieve inzichten uit de bedrijfsconversaties zijn de volgende:

- Zeer **grote onzekerheden** op evolutie EU ETS en vooral **ETS2** zijn zorgwekkend voor bedrijven en leiden tot investeringsonzekerheid, zoals reeds in het vorige hoofdstuk werd geconcludeerd.
- De CAPEX waarden van SDE++ voor installatie van een warmtepomp werden als realistisch ervaren. Voor mechanische damprecompressie werden ook hogere kosten bevonden door de bedrijven, afhankelijk van de situatie. Een elektrische boiler zou volgens een bevraagd bedrijf significant goedkoper zijn dan de aangenomen waarde van 305€/kW in SDE++ [6].
- Verschillende bedrijven geven aan dat carbon leakage, ofwel sluiting van de fabriek bij hoge ETS2 kosten een reële optie is. In alle sectoren zijn een aantal bedrijven actief als globale speler met vestigingen in verschillende regio's en spelen deze fundamentele overwegingen mee.
- Sommige bedrijven hebben een WKK, en rekenen dan pas actie te ondernemen eens de certificaten voor de WKK stopgezet zijn.

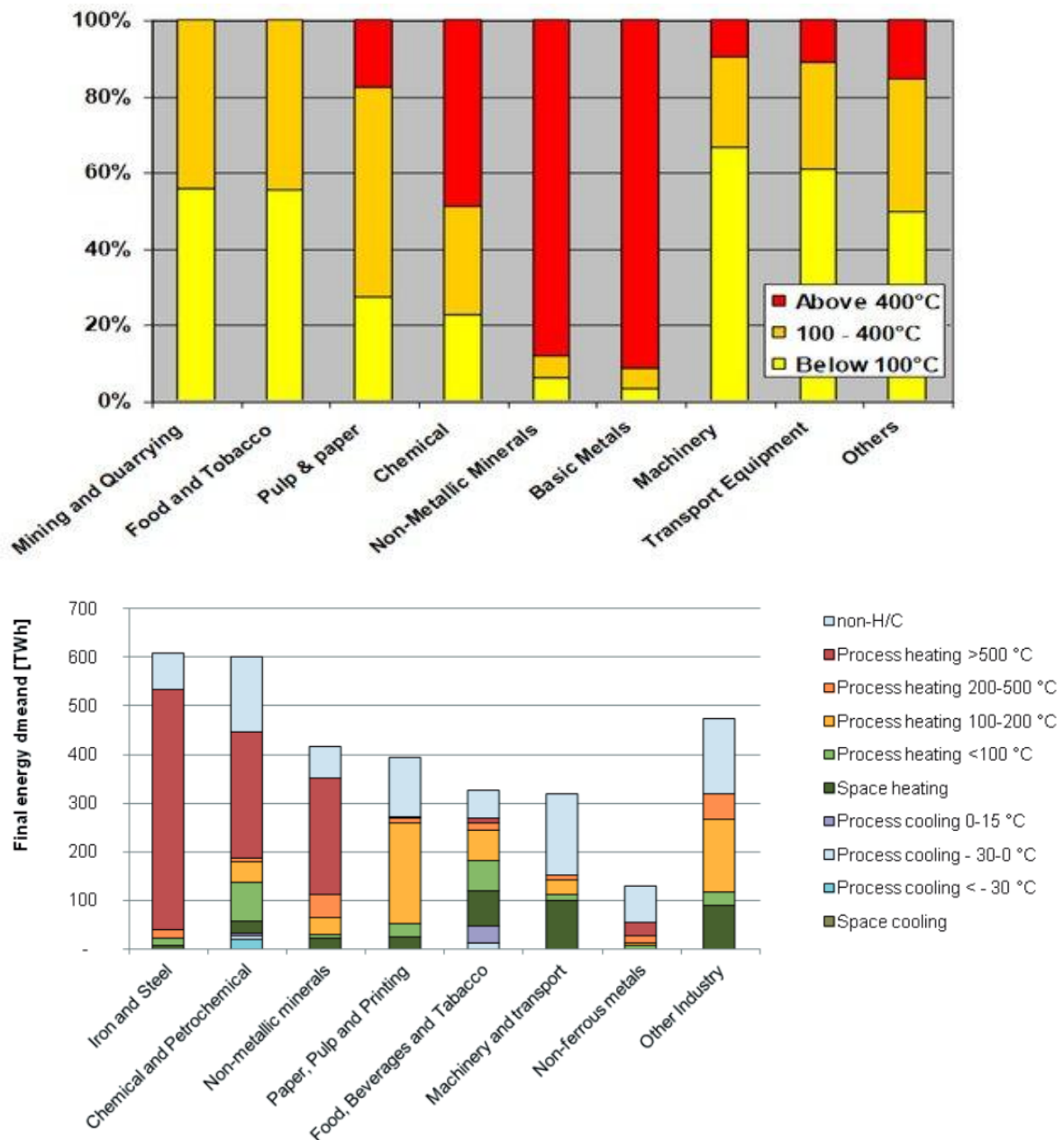
4.3 Potentieel van elektrificatie in de ETS2 sector

In onderstaande figuur wordt de gasvraag van niet-ETS industrie 2024 gegeven (VEKA, private communicatie). De voedingsindustrie is de grootste gebruiker als sector, gevolgd door de chemische en metaalverwerkende nijverheid. Het grootste deel van de chemische sector valt onder EU ETS.



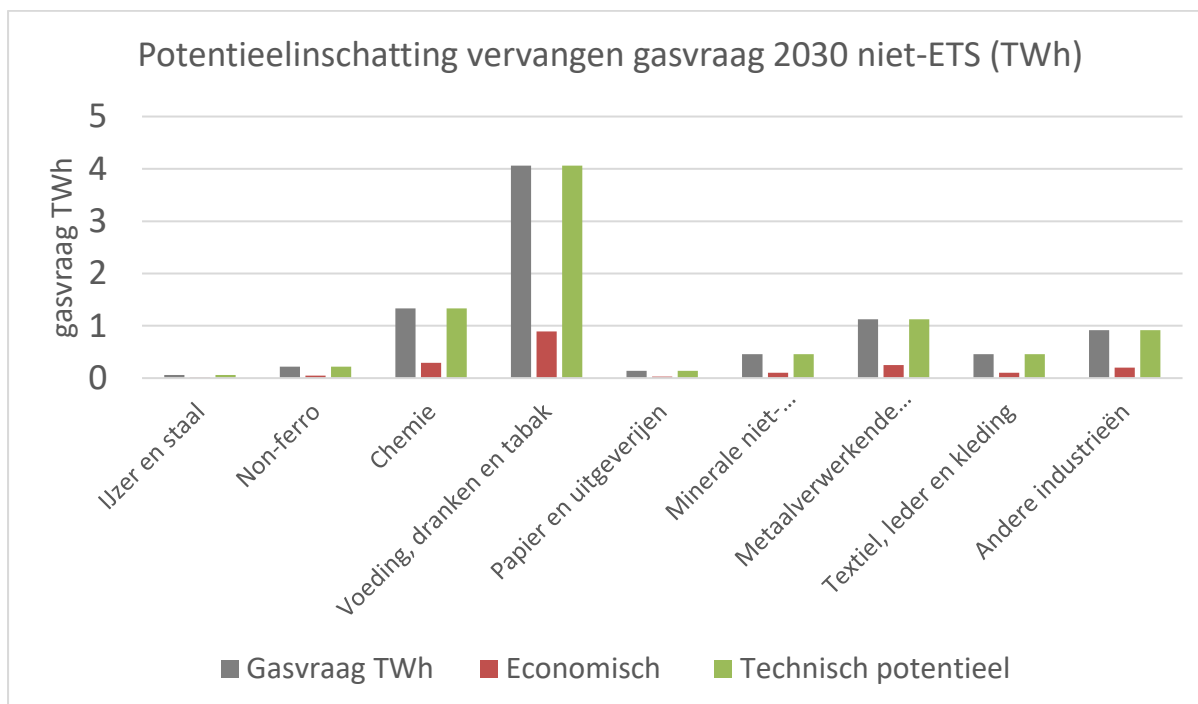
Figuur 10: Gasvraag van niet-ETS industrie 2024 (bron: VEKA, private communicatie)

Voor het bepalen van het potentieel van warmtepompen of MVR zou men eerst naar het temperatuurniveau kunnen kijken. Een aantal studies heeft de temperatuurniveaus van verschillende processen geïnventariseerd en gebundeld per sector. In Figuur 11 worden twee studies getoond die het temperatuur – en drukniveau van verschillende processen hebben onderzocht.



Figuur 11: Studies die het temperatuurniveau per sector onderzoeken (boven [23] , onder [24]). Staal- chemie en cement zijn typisch sectoren op hoge temperatuur. De processen in de voedingsindustrie worden typisch uitgevoerd op lagere temperatuur (<250°C).

Samengevat wordt in onderstaande figuur een potentieelinschatting gemaakt van de gasvraag die vervangen kan worden door elektrificatie tegen 2030. Het technische potentieel is 100%, aangezien alle niet-ETS warmte voor zover bekend kan geëlektrificeerd worden vanuit technisch standpunt. Voor het economische potentieel is uit de gesprekken gehaald dat 22% van de gasvraag mogelijk onder categorie 2 en 3 valt zoals hierboven beschreven, namelijk mogelijk rendabel onder zekere voorwaarden. Voor elektrische boilers is aangenomen dat 1500 draaiuren in 2030 elektrisch kunnen zijn. Belangrijk is dat dit potentieelcijfer niet representatief gezien kan worden voor de industriële sector, aangezien de deelnemers aan de stakeholder interactie niet willekeurig werden geselecteerd, en verdere contacten nodig zijn om een beter zicht te krijgen op deze potentieelinschatting.



Figuur 12: Potentieelinschatting voor elektrificatie van warmte tegen 2030. Het economisch potentieel is slechts een inschatting die niet per sector werd gespecificeerd, maar waar het gemiddelde van 22% werd genomen en over alle sectoren gespreid.

5 BELEIDSOPTIES EN IMPACT

In dit hoofdstuk bekijken we hoe verschillende beleidsopties de business case kunnen impacteren.

5.1 Steun elektriciteitsprijzen

In dit geval onderzoeken we het effect van een grotere steunomvang bij een steun van 30€/MWh op de elektriciteitskost voor drie jaar. Dit cijfer is geïnspireerd op het verschil in elektriciteitskost tussen België en Frankrijk voor een industriële gebruiker zoals becijferd in de FORBEG-studie voor het jaar 2025 [17]. Dit is geen algemeen cijfer aangezien het kostverschil tussen Frankrijk en België afhankelijk is van het totale verbruik.

Scenario	Zonder beleid Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig	Met beleid Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-2731 – 1133 – 3672	-2104 – 1761 – 4300
Internal Rate of Return (%)	-1 – 10 – 14	0 – 12 – 16
Terugverdientijd (jaar)	/ – 14 – 11	/ – 12 – 10

Tabel 16: Overzicht van de resultaten voor een warmtepomp die drie jaar lang een steun van 30€/MWh ontvangt.

Uit deze tabel is wel een verschil te merken, maar de impact van het nationale beleid is nog ruimschoots binnen de onzekerheidsmarges. Een deel van de verklaring is dat het lastig is voor tijdelijke maatregelen om grote impact te hebben op een investeringscase die over langere termijn loopt. Een ingreep in de elektriciteitsprijzen dient dus een voldoende lange duur te kennen om de investeringscases significant positief te beïnvloeden.

5.2 De impact van nettarieven voor een elektrische boiler

De aannames voor de nettarieven werden beschreven in hoofdstuk 3.2.5. De kosten voor aansluiting aan het elektriciteitsnet worden momenteel in sterke mate bepaald door de maandelijkse verbruikspiek, waarbij deze kosten onafhankelijk zijn van het feit of de asset flexibel kan aangestuurd worden of niet.

In tegenstelling tot de eerdere business case berekening in 4.1.5, wordt hier aangenomen dat het mogelijk is voor een elektrische boiler om een deel van de kosten gerelateerd aan het maandelijks piekverbruik te ontwijken. Het idee is dat een elektrische boiler typisch wordt aangeschakeld wanneer de elektriciteitsprijs lager is dan de gasprijs, en op momenten waar veel hernieuwbare energie beschikbaar is. We nemen aan dat de elektrische boiler door de flexibele sturing 90% van de kosten voor de maandelijkse verbruikspiek kan ontwijken. Het cijfer van 90% is volledig arbitrair, en dient enkel om het belang van de maandelijkse verbruikspiek op de business case voor een elektrische boiler kwantitatief te illustreren.

Scenario	Zonder beleid Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig	Met beleid Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-403 – -116 – 184	-138 – 148 – 420
Internal Rate of Return (%)	-14 – 4 – 11	2 – 11 – 17
Terugverdientijd (jaar)	/ – / – 13	/ – 13 – 10

Tabel 17: Overzicht van de resultaten voor een elektrische boiler die 90% van de maandpiek ontwijkt (met beleid), vergeleken met een boiler die slechts 10% van de maandpiek ontwijkt (zonder beleid).

Hier merkt men wel een groot verschil in de rate of return, die in alle scenario's sterk stijgt. We concluderen dat het nettatarief een cruciale impact heeft op de business case voor een elektrische boiler.

Belangrijk is dat dit slechts een illustratie is van de impact van nettarieven op de business case van een e-boiler, en een gedetailleerde analyse rond nettarieven en belasting op het net buiten het opzet van deze studie valt.

5.3 Een korting per emissiebesparing

Hiervoor vertrekken we van een warmtepomp met beschikbare restwarmte, zoals technisch beschreven in 2.4 en doorerekend in 4.1.1., met een investeringskost van 1096€/kWth en een COP van 3.5. We nemen aan dat het bedrijf een gegarandeerde ETS2 prijs van 150€/ton kent voor de hele periode. Op welke manier deze gegarandeerde ETS2 prijs praktisch tot stand komt wordt buiten beschouwing gelaten.

Scenario	Zonder beleid	Met beleid
	Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig	Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-2731 – 1133 – 3672	356 – 2470 – 3636
Internal Rate of Return (%)	-1 – 10 – 14	8 – 15 – 18
Terugverdiëntijd (jaar)	/ – 14 – 11	14 – 8 – 7

Tabel 18: Impact van een gegarandeerde ETS2 prijs van 150€/tonCO₂ op de business case van een warmtepomp met suboptimale restwarmtebeschikbaarheid (zie hoofdstuk 4.1.4. voor aannames).

Deze ingreep stuwt de business case merkkelijk omhoog, met een positieve netto actuele waarde ook in het 'gas gunstige' scenario. Bovendien wordt de spreiding significant kleiner, waar de eerste investering nog een grote spreiding kende op de investerings-rate of return, is dit mét beleid slechts 10 procentpunt. Dit is een gevolg van een instrument als transitiecontract (Klimaat sprong) die voor een deel het risico op zich neemt van stijgingen en dalingen in de ETS2 prijs. In het 'elektrisch gunstige' scenario is de business case iets minder interessant dan zonder beleid, doordat de ETS2 prijs in dit scenario veronderstelt hoog op te lopen, terwijl mét beleid deze ETS2 prijs over de hele periode 150€/ton bedraagt.

Het onderzoeken van de vorm van het instrument dat emissiebesparing ondersteunt geen doelstelling was van het project.

Het voorbeeld hierboven geeft bijvoorbeeld een enkelzijdige CCfD weer, terwijl dubbelzijdige CCfDs mogelijk zijn, waarbij een ondergrens en bovengrens voor de emissieprijs wordt bepaald. Bovendien kan men andere parameters wijzigen, bijvoorbeeld verschillende tijdsduur waarvoor het instrument geldt, of limieten stellen aan de cash flows etc.

Een andere discussie is hoe de referentie bepaald wordt om de emissiebesparing vast te stellen. Het is in het algemeen uiteraard ook belangrijk dat de complexiteit van de aanvraagprocedure beperkt blijft voor kleinschalige bedrijven. De discussie over de praktische vorm van een ondersteuningsinstrument gericht op emissiebesparing wordt niet verder uitgediept in deze studie.

5.4 Een uitstel van ETS2

Hiervoor vertrekken we van een warmtepomp met toegang tot beschikbare restwarmte, zoals aangegeven in 2.2. Het beleidsscenario bestaat erin dat ETS2 vijf jaar wordt uitgesteld, van 2028 tot 2033. Hetzelfde prijsstraject wordt verondersteld vanaf 2033 als vanaf 2028, zoals gedocumenteerd in hoofdstuk 3.2.4.

Scenario	Zonder beleid	Met beleid
	Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig	Gas gunstig- centraal – elektrisch gunstig
Netto Actuele Waarde (k€)	-2731 – 1133 – 3672	-4333 – -1600 – -50
Internal Rate of Return (%)	-1 – 10 – 14	-11 – 2 – 7
Terugverdiëntijd (jaar)	/ – 14 – 11	/ – / – /

Tabel 19: Impact van een uitstel van ETS2 met vijf jaar.

Uitstel van ETS2 haalt de business case voor elektrificatie significant onderuit, geen enkel van de scenario's slaagt erin een rate of return te halen die hoger ligt dan de WACC, met andere woorden zelfs in de omstandigheden die gunstig uitvallen voor elektrificatie zou een uitstel van ETS2 een fundamenteel probleem vormen voor industriële elektrificatie.

6 REFERENTIES

- [1] Vlaams Energie- en klimaatplan 2021-2030, Definitief geactualiseerde versie zoals goedgekeurd door de Vlaamse regering op 18 juli 2025, <https://www.vlaanderen.be/veka/energie-en-klimaatbeleid/vlaams-energie-en-klimaatplan-vekp-2021-2030>, 2025.
- [2] European Heat Pump Association, Industrial heat pumps to decarbonize Europe's industry, EHPA.org, 2025.
- [3] L. Staes, S. Zegel, G. Van der Veen, V. Bastiaanssen, E. Van der Linden, P. Vingerhoets, T. Neven, G. Borragán Pedraz, Economische potentieelstudie vergroening van de warmtevraag van de niet-ETS industrie in Vlaanderen, Vlaio, 2022.
- [4] Programmanota 2026-2030 voor het programma 'Klimaatsprong voor de industrie: het transitieprogramma voor een koolstofarme en competitieve energie-intensieve industrie tegen 2050', <https://www.vlaanderen.be/vlaamse-regering/beslissingen-van-de-vlaamse-regering/programmanota-2026-2030-klimaatsprong-voor-de-industrie-transitieprogramma-voor-een-koolstofarme-en-competitieve-energie-intensieve-industrie-tegen-2050-0>.
- [5] Agentschap Innoveren en Ondernemen, <https://www.vlaio.be/nl/nieuws/2-miljard-euro-steun-voor-klimaattransitie-industrie-voorgesteld-op-vlaio-event>.
- [6] S. Lensink en E. Eggink, Eindadvies basisbedragen SDE++, Planbureau voor de Leefomgeving Nederland, 2025.
- [7] Agora industry, The business case of electrifying industrial heat, <https://www.agora-industry.org/publications/the-business-case-for-electrifying-industrial-heat#downloads>.
- [8] ECN - TNO, Technology Factsheet Industrial Mechanical Vapour Recompression, <https://energy.nl/wp-content/uploads/industrial-mechanical-vapour-recompression-1-7.pdf>, 2018.
- [9] Trading Economics, gas prices, natural gas prices, <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>, 17th of March 2026.
- [10] Fluvius aardgastarieven, <https://www.fluvius.be/nl/publicatie/fluvius-antwerpen-distributienettarief-afname-aardgas-01012026-31122026>, 2026.
- [11] FORBEG, A European comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F20250514EN.pdf>, 2025.
- [12] Tradingeconomics CO2 price, <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>, March 2026.
- [13] European Commission, 2040 impact assessment report part 2, https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF.
- [14] Günther, C. et al. (2025/2026), Carbon prices on the rise? Shedding light on the emerging ETS2, SSRN Journal 10.2139/ssrn.4808605, 2024.
- [15] Bloomberg NEF, ETS2 pricing scenarios, <https://about.bnef.com/insights/commodities/eu-ets-ii-pricing-scenarios/>, 2025.
- [16] Deloitte iov Febeliec, Benchmarking study of electricity prices between Belgium and neighboring countries,

<https://www.febeliec.be/data/1743514406Report%20Benchmarking%20Study%20Electricity%202025.pdf>, update 2025.

- [17] FORBEG, A European Comparison of electricity and natural gas prices for residential, small professional and large industrial consumers, <https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F20250514EN.pdf>, 2025.
- [18] Elexys, Belpex spot market, <https://www.elexys.be/en/insights/epex-spot>, data 2025.
- [19] PATHS2050, <https://perspective2050.energyville.be/results/main-edition-2025>, 2025 update main results.
- [20] Elia, Facturatie en tarieven, <https://www.elia.be/nl/klanten/facturatie-en-tarieven>, 2027.
- [21] Fluvius tarieven elektriciteit, <https://www.fluvius.be/nl/publicatie/fluvius-antwerpen-distributienettarief-afname-elektriciteit-01012026-31122026>, 2026.
- [22] Compass Lexecon iov Elia, Assessment of the balancing revenues earned by technologies in the Belgian electricity market, <https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/wg-adequacy/2023/20231114-cl-elia-net-balancing-study-final-report.pdf>, 2023.
- [23] Sainz Manas, Miguel & Bataille, F. & Caliot, C. & Vossier, Alexis & Flamant, Gilles , Sainz Manas, Miguel & Bataille, F. & Caliot, C. & Vossier, Alexis & Flamant, Gilles. (2022). Direct absorption nanofluid-based solar collectors for low and medium temperatures. A review., Energy. 260. 124916. 10.1016/j.energy.2022.124916. , 2022.
- [24] Rehfeldt, Matthias & Rohde, Clemens & Fleiter, Tobias & Toro, Felipe & Reitze, Felix. , A bottom-up estimation of heating and cooling demand in the European industry, eceee Industrial Efficiency 2016 proceedings. 11. 10.1007/s12053-017-9571-y. , 2018.
- [25] Statbel, Energiestatistieken België, <https://bestat.statbel.fgov.be/bestat/crosstable.xhtml?view=cba01953-ce44-4b19-99b2-d61a7e844f5e>, data 2024.

VITO

Boeretang 200

2400 MOL

Belgium

BTW No: BE0244.195.916

vito@vito.be – www.vito.be

IBAN BE34 3751 1173 5490 BBRUBEBB

**vision on technology
for a better world**

