ETS2 en de bijmengverplichting groen gas: impact op warmtenetten

Analyse van effecten ETS2 en de bijmengverplichting op warmtenetten en de mogelijke omgang in de gereguleerde maximumtarieven

Trinomics

BlueTerra Energy Experts

Contract details

ETS2 en de bijmengverplichting groen gas: impact op warmtenetten

Ministerie van Economische Zaken en Klimaat

Geschreven door

Trinomics B.V.
Mauritsweg 44
3012 JV Rotterdam
Nederland

Blueterra
Lunet 5
3905 NW Veenendaal
Nederland

Auteurs

Sara Svensson (Trinomics)
Jeroen Buunk (Blueterra)
Long Lam (Trinomics)
Joris Moerenhout (Trinomics)
Beaudine van de Water (Blueterra)

Contactpersoon

Naam: Sara Svensson
Mail: sara.svensson@trinomics.eu

Datum

Rotterdam, 19/06/2026

Inhoudsopgave

Managementsamenvatting 4
Lijst van afkortingen 7
1. Inleiding 8
1.1. Aanleiding & context 8
1.2. Doel & afbakening 8
1.3. Opbouw van dit rapport 9
2. Achtergrond: Warmtebedrijven, ETS2 & de bijmengverplichting groen gas 10
2.1. Warmtenetten en warmtebedrijven in Nederland 10
2.2. Tariefregulering voor warmtelevering aan huishoudens 11
2.3. Nieuw normerend klimaatbeleid bij gasgebruik: ETS2 en de bijmengverplichting groen gas 12
2.3.1. Europese Emissiehandelssysteem 2 (ETS2) 12
2.3.2. Bijmengverplichting groen gas 14
3. Sectoroverzicht 15
3.1. Schets van warmtesector op basis van warmtenetprofielen 15
3.2. ETS2 & bijmengverplichting in de profielen 16
3.2.1. Warmtebedrijven onder ETS1 en ETS2 16
4. Resultaten van effectendoorrekening 18
4.1. Methode & data 18
4.1.1. Belangrijke aannames 18
4.1.2. Bepaling impact op warmtekosten bij WKK 19
4.2. Impact op sectorniveau 20
4.2.1. Impact voor maximumtarieven 20
4.2.2. Impact ETS2 op kosten warmtebedrijven 21
4.2.3. Impact ETS2 en bijmengverplichting op kosten warmtebedrijven 23
5. Verdiepende analyse voor drie profielen 27
5.1. Profiel 11a 27
5.2. Profiel 2 36
5.3. Profiel 6 42
5.4. Discussie impact profielen in sectorperspectief 49
6. Conclusies 51
Bijlage A Warmtenetprofielen 53
Bijlage B Aannames kostprijsfactoren 54
Bijlage C impact bijmengverplichting groen gas 55

Bijlage D Geraadpleegde partijen 56

Managementsamenvatting

Doel en afbakening

Dit rapport brengt de impact in kaart van het Europese Emissiehandelssysteem 2 (ETS2) en de bijmengverplichting groen gas op warmtetarieven en kosten van warmtenetten in Nederland. De directe aanleiding is de motie Kröger, die de regering verzoekt de effecten van ETS2 op warmtetarieven onder de gasreferentie en op de kosten van warmtebedrijven te onderzoeken. De bijmengverplichting geldt voor dezelfde doelgroep als ETS2 en is daarom eveneens meegenomen.

De levering van warmte via warmtenetten aan huishoudens wordt namelijk gereguleerd via een maximum leveringstarief, wat door ETS2 en de bijmengverplichting groen gas zal stijgen. Warmtebedrijven hebben een wettelijke leveringsplicht en zijn gehouden aan een maximum leveringstarief voor kleinverbruikers, wat doorgaans huishoudens zijn. Op dit moment is het maximumtarief gebaseerd op het niet meer dan anders-principe (NMDA). Het uitgangspunt in het NMDA-principe is dat de kosten voor huishoudens die gebruikmaken van een warmtenet maximaal even hoog zijn als de kosten voor huishoudens die hun woning verwarmen met een cv-ketel op aardgas. ETS2 en de bijmengverplichting groen gas hebben een impact op het maximumtarief, doordat ze resulteren in een hogere aardgasprijs voor huishoudens.

De analyse richt zich op 2028 als peiljaar, het eerste jaar van ETS2. Dit valt binnen fase 1 van de tariefregulering onder de Wet collectieve warmte (Wcw), waarbij de NMDA-systematiek nog van toepassing is. De analyse maakt gebruik van 17 representatieve warmtenetprofielen die samen 95% van de warmtelevering aan huishoudens dekken.

ETS2 en de bijmengverplichting groen gas

ETS2 legt vanaf 2028 een CO_2-prijs op aan leveranciers van fossiele brandstoffen aan de gebouwde omgeving, het wegvervoer en de kleine industrie. In tegenstelling tot ETS1 — dat de fossiele broeikasgasuitstoot van grote industriële installaties en energiecentrales direct beprijst — valt de verplichting in ETS2 bij brandstofleveranciers. De brandstofleveranciers zullen de ETS2-kosten naar alle waarschijnlijkheid doorberekenen in hun brandstofprijs. Installaties met een thermisch vermogen boven 20 MW vallen onder ETS1 en daarmee buiten de reikwijdte van ETS2, wat betekent dat de warmtelevering via deze installaties niet direct door ETS2 wordt geraakt. Kleine en middelgrote installaties die aardgas verbruiken, vallen wél onder ETS2.

De bijmengverplichting verplicht gasleveranciers om jaarlijks een oplopend aandeel groen gas te leveren aan eindgebruikers die niet al verplicht zijn om emissierechten aan te kopen onder ETS1. Omdat groen gas duurder is dan aardgas, leiden dit tot meerkosten in de gasprijs: naar verwachting 0,02 €/m³ in 2028, oplopend naar 0,09 €/m³ in 2031. De bijmengverplichting heeft een toenemend effect op de kosten van netten die fossiel gas gebruiken, omdat het verplichte aandeel groen gas jaarlijks stijgt. Daarbij geldt dat over het bijgemengde groene gas geen ETS2-rechten hoeven te worden betaald, wat de ETS2-kosten verlaagt

Beide maatregelen beïnvloeden het maximumtarief maar de directe kostenimpact geldt alleen voor netten die aardgas gebruiken en onder ETS2 vallen. Via de gasreferentie verhogen ETS2 en de bijmengverplichting het maximumtarief voor alle warmtenetten, ongeacht de bronnenmix van deze netten. Tegelijkertijd valt ongeveer 75% van de totale warmtelevering aan huishoudens onder ETS1, waarvoor deze warmtebedrijven geen ETS2-kosten hebben. Circa 10% is afkomstig van volledig duurzame warmtebronnen, die ook buiten het toepassingsbereik van ETS2 vallen. De resterende 15% van de warmtelevering wordt geleverd door netten die direct worden geraakt door ETS2 en de bijmengverplichting, omdat zij aardgas gebruiken en onder ETS2 vallen.

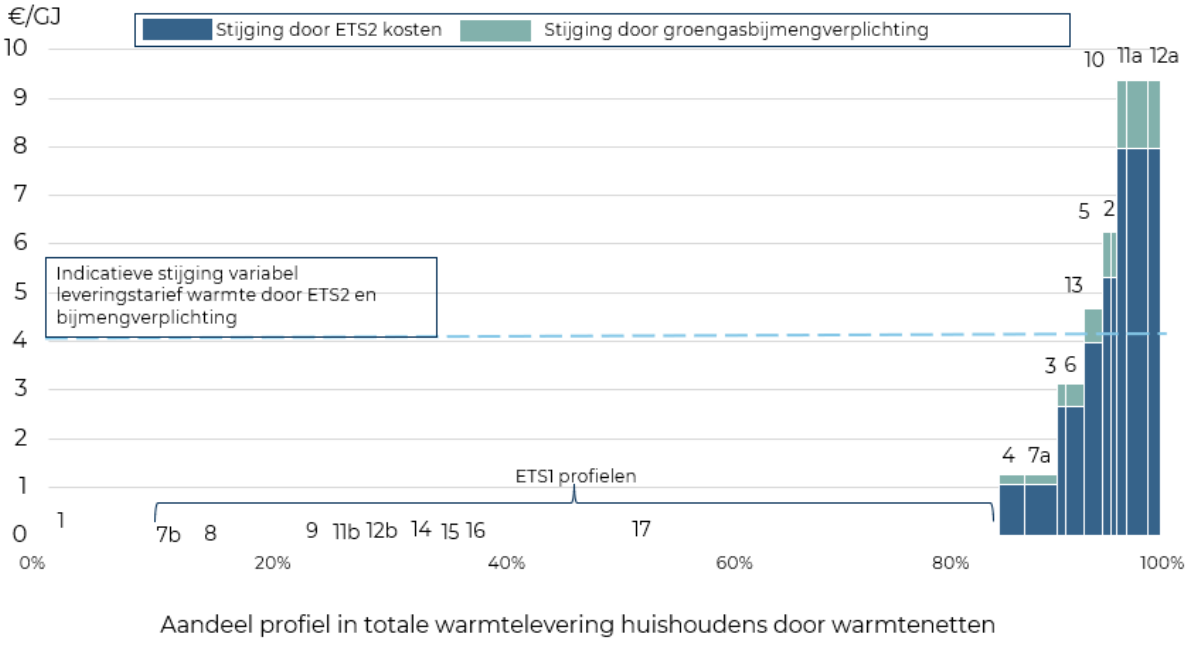
Bevindingen en conclusies

Het maximumtarief stijgt voor alle warmtenetten via de gasreferentie. Per €10 stijging van de ETS2-prijs per tCO_2 neemt het maximum variabel tarief met circa 0,58 €/GJ toe. Bij 59 €/tCO_2 stijgt

het maximumtarief met 3,41 €/GJ. De bijmengverplichting voegt daar in 2028 nog 0,61 €/GJ aan toe, een gecombineerde maximumtariefstijging van 4,02 €/GJ. Dit effect geldt voor alle warmtenetten, ook netten die volledig duurzaam zijn of volledig onder ETS1 vallen. Warmtebedrijven bepalen zelf of en in hoeverre zij hun leveringstarief verhogen tot aan dit maximum.[1]

De gemiddelde kostenstijging voor de sector als geheel is beperkt en veel lager dan de tariefstijging. Bij een ETS2-prijs van 59 €/tCO_2 en meerkosten van de bijmengverplichting groen gas van 0,02 €/m^3 bedraagt de gemiddelde kostenstijging voor de sector slechts 0,16 €/GJ, ver onder de verwachte maximumtariefverhoging van 4,02 €/GJ. Dit komt doordat 85% van de warmtelevering geen kostenstijging ondervindt. Er zijn dus grote verschillen tussen de warmtenetten zoals in Figuur 0-1 te zien is.

Figuur 0-1 Stijging in kosten door ETS2 en bijmengverplichting voor verschillende profielen voor warmtelevering (€/GJ, 2028)



Bron: Trinomics & Blueterra berekeningen o.b.v. RVO data
Profiel 1 is volledig aardgasvrij. De kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting is volledig toegerekend aan warmtelevering, ook voor WKK-profielen die naast warmte ook elektriciteit produceren, wat aansluit op hoe zij in de praktijk deze impact ondervinden. Bij een andere benadering van kostenallocatie tussen warmte en elektriciteit zullen de stijging in warmteleveringskosten voor de profielen met een WKK lager uitvallen. Dit geldt voor profielen 10, 11a, 12a en 13.

De impact is sterk heterogeen: de meerderheid van de sector profiteert van het hogere maximumtarief, maar een kleine groep netten ondervindt aanzienlijke financiële druk. Figuur 0-1 laat zien dat voor 7,6% van de getroffen warmtelevering blijft de kostenstijging onder de verhoging van het maximumtarief. Voor 6,9% van de getroffen warmtelevering overschrijdt de kostenstijging de tariefstijging. Daarbinnen loopt voor 4% van de warmtelevering de kostenstijging op tot meer dan twee keer de verhoging van het maximumtarief.

De zwaarst getroffen profielen zijn kleine netten met een gasmotor-WKK die volledig op aardgas draaien. Drie factoren verklaren dit. Ten eerste valt de volledige ETS2-kostendruk op de warmtelevering, omdat de geproduceerde elektriciteit concurreert met productie die niet onder ETS2 valt en de hogere kosten niet in de elektriciteitsprijs kunnen worden doorberekend. Ten tweede vergroot warmteverlies (gemiddeld 31%) de effectieve kosten per geleverde GJ structureel. Ten derde

[1] De ACM stelt hierbij als randvoorwaarde dat het maximumtarief alleen in rekening mag worden gebracht voor zover dit noodzakelijk is om een redelijk rendement te behalen.

biedt de beperkte schaal weinig ruimte voor kostenoptimalisatie. De gecombineerde meerkosten voor ETS2 en de bijmengverplichting lopen voor deze netten op tot circa €9 à €10 per GJ in 2028.

De cumulatie met eerdere energiebelastingmaatregelen vergroot de financiële druk op deze netten. Voor bijvoorbeeld profiel 11a, een van de zwaarst getroffen netten, bedragen de meerkosten door eerdere EB-maatregelen al 6,2 €/GJ in 2028. Samen met ETS2 en de bijmengverplichting komt het gecombineerde kosteneffect boven 15 €/GJ. De variabele energiekosten liggen voor deze netten structureel boven het maximaal toegestane variabele tarief, elke geleverde GJ warmte levert al een negatieve variabele marge op.

De mogelijkheden voor mitigatie en verduurzaming zijn voor de zwaarst getroffen netten beperkt. Netcongestie, beperkte schaal, ruimtelijke beperkingen en lange doorlooptijden staan snelle verduurzaming in de weg. ETS2 en de bijmengverplichting verhogen in theorie de prikkel om aardgasverbruik te reduceren, maar de negatieve impact op de marge geldt slechts voor enkele jaren totdat kostengebaseerde tarieven worden ingevoerd. Bovendien verkleint de verslechterende financiële positie juist de investeringsruimte die nodig is voor verduurzaming.

Voor deze netten geldt dat ETS2 en de bijmengverplichting op de korte termijn vooral leiden tot extra kostendruk, terwijl concrete mogelijkheden voor verduurzaming voor kleinere netten vaak beperkt zijn. Onder het huidige maximumtariefsysteem is er daardoor weinig financiële ruimte om te investeren in duurzame alternatieven. Op de lange termijn zal de overgang naar kostengebaseerde tarieven onder de Wet collectieve warmte de tariefstructuur veranderen. Afhankelijk van de exacte vormgeving van die tarieven kan de businesscase voor verduurzaming er dan anders uitzien. De prikkel die ETS2 nu creëert om te verduurzamen, hoeft onder een kostengebaseerd stelsel niet op dezelfde manier door te werken.

Lijst van afkortingen

Afkorting	Omschrijving
ACM	Autoriteit Consument en Markt
CAPEX	Capital Expenditure
COP	Coefficient of Performance
Cv-ketel	Centrale verwarmingsketel
EB	Energiebelasting
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes
EPC	Energieprestatiecertificaat
ETS1	EU Emissions Trading System I
ETS2	EU Emissions Trading System II
GJ	Gigajoule
GGB	Bijmengverplichting groen gas
kWh	Kilowattuur
LHV	Lower Heating Value
NMDA	Niet Meer Dan Anders
RVO	Rijksdienst voor Ondernemend Nederland
SDE(+)(++)	Stimuleringsregeling Duurzame Energie (en opvolgers)
STEG	Stoom- en gasturbine
Wcw	Wet collectieve warmte
WKK	Warmtekrachtkoppeling
WKO	Warmte-koudeopslag

1. Inleiding

1.1. Aanleiding & context

De invoering van ETS2 heeft een impact op de warmtetarieven en kosten van warmtelevering via warmtenetten in Nederland. Vanaf 2028 begint het Europese emissiehandelssysteem 2 (ETS2), een Europees systeem dat een CO_2-prijs zet op fossiele brandstoffen voor de gebouwde omgeving, wegvervoer en overige sectoren zoals de kleine industrie die niet onder het bestaande ETS1 valt. Dit leidt ertoe dat huishoudens en andere brandstofverbruikers die niet onder ETS1 vallen, zullen betalen voor de CO_2-uitstoot van hun fossiele brandstofverbruik,[2] waardoor onder anderen warmte via individuele cv-ketels op aardgas duurder wordt. De kosten voor huishoudens die hun woning verwarmen met een cv-ketel op aardgas worden als referentie gebruikt (**gasreferentie**) voor het maximumtarief voor warmtelevering die warmtenetten mogen hanteren. Hierdoor kan het warmtetarief voor woningen die gebruikmaken van een warmtenet stijgen. Tegelijkertijd ondervindt een deel van de warmtenetten een kostenstijging; dit geldt specifiek voor de warmtenetten die onder ETS2 vallen en fossiele brandstoffen gebruiken. ETS2 kan daarmee zowel de warmtetarieven voor huishoudens verhogen als de kosten voor warmtebedrijven doen stijgen. Dit heeft gevolgen voor de kosten, marges en opbrengsten van warmtebedrijven en daarmee voor de keuzes voor warmtebronnen en verduurzaming.

De directe aanleiding voor dit onderzoek is de motie Kröger[3]. Deze aangenomen motie verzoekt de regering om onderzoek te doen naar de effecten van **ETS2** op de warmtetarieven onder gasreferentie en op de kosten van warmtebedrijven. Daarnaast geldt de **bijmengverplichting groen gas** voor dezelfde doelgroep als ETS2 en heeft een vergelijkbaar effect op zowel de gasreferentie als de kosten voor warmtelevering met gasgestookte installaties. De impact van de bijmengverplichting is daarom ook in dit onderzoek meegenomen.

1.2. Doel & afbakening

Het primaire doel van dit onderzoek is het in kaart brengen van de impact van het ETS2 en de bijmengverplichting groen gas op warmtetarieven, inkomsten en kosten van verschillende typen warmtenetten. Bij de huidige aanpak voor het vaststellen van het maximum warmtetarief geldt namelijk maar één maximumtarief voor de levering aan kleingebruikers. Alle warmtenetten kunnen dus een hoger warmtetarief hanteren vanwege een hogere gasreferentie door ETS2 en de bijmengverplichting. Dit geldt ook voor warmtenetten die geen kostenverhoging ondervinden omdat ze niet onder ETS2 vallen en/of geen aardgas gebruiken. Tegelijkertijd kunnen sommige warmtenetten een kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting ondervinden die hoger is dan de verhoging van het maximumtarief. Daarom kijken we niet alleen naar de impact op sectorniveau, maar ook naar de impact op specifieke profielen. Daarbij is een belangrijk secundair doel het inzichtelijk maken van de spreiding van effecten in de sector.

Op hoofdlijnen is het onderzoek is als volgt afgebakend (een beschrijving van verdere afbakening vindt plaats in de verschillende hoofdstukken):

- Er zijn **twee beleidsmaatregelen** geanalyseerd: (i) de invoering van **ETS2** voor het gasgebruik van warmtebedrijven, en (ii) de **bijmengverplichting voor groen gas.**
- De relevante **periode** is de tariefregulering fase 1 onder de Wet collectieve warmte (2027 tot circa 2030). We focussen op 2028, het eerste jaar van ETS2. Fase 2 en 3 van de Wet collectieve warmte vallen buiten de scope van deze analyse[4];

[2] *PBL (2026)* Het ETS2 en de gevolgen voor Nederlandse huishoudens

[3] Tweede Kamer der Staten-Generaal (2025) Regels omtrent productie, transport en levering van warmte (Wet collectieve warmte)

[4] Fase 2 voorziet in kostengebaseerde tariefregulering door de ACM, naar verwachting vier jaar na inwerkingtreding van de Wcw; fase 3 brengt een verdere verfijning en volgt circa zeven jaar na fase 2. Eerste Kamer (2025/26) KamerstukkenNota Naar Aanleiding Van Het Verslag Wcw 36 576

- De relevante sector betreft **warmtebedrijven en warmtenetten**, waarbij de analyse van de sectorbreede impact zich richt op de **warmtetarieven en kosten voor warmtebedrijven**, en de verdiepende analyse wordt uitgevoerd op basis van **drie representatieve profielen**;
- Het type effecten dat in kaart wordt gebracht in de verdiepende analyse zijn: **de kosten, brutomarge, opbrengsten, mogelijkheden voor mitigatie van kosten, verduurzaming en strategische keuzes.**

1.3. Opbouw van dit rapport

De rest van dit rapport is als volgt opgebouwd:

- **Hoofdstuk 2 Achtergrond: warmtebedrijven, ETS2 en de bijmengverplichting groen gas**;
- **Hoofdstuk 3 Sectoroverzicht;**
- **Hoofdstuk 4 Resultaten van effectendoorrekening**;
- **Hoofdstuk 5 Verdiepende analyse voor drie profielen**; en
- **Hoofdstuk 6 Conclusies**

2. Achtergrond: Warmtebedrijven, ETS2 & de bijmengverplichting groen gas

2.1. Warmtenetten en warmtebedrijven in Nederland

Warmtenetten spelen een belangrijke rol in de Nederlandse warmtetransitie. Warmte vertegenwoordigt ongeveer 38% van het totale energiegebruik in Nederland, waarvan ongeveer 35% bestemd is voor de verwarming van woningen.[5] Vanwege deze omvang is de verduurzaming van de warmtevoorziening een belangrijk onderdeel van de energietransitie. Warmtenetten—leidingsystemen waarin warmte van een of meerdere bronnen naar meerdere afnemers wordt getransporteerd—spelen hierin een belangrijke rol. Echter, in 2023 werden alleen rond 7% van de woningen verwarmd via stadswarmte. [6] In 2023, waren er rond 513 000 aansluitingen op warmtenetten in Nederland.[7] De Nederlandse overheid heeft als doel dat er in 2030 200 000 nieuwe warmtenetaansluitingen zijn in bestaande gebouwen.[8, 9]

De Nederlandse warmtesector is divers, maar een klein aantal commerciële warmtebedrijven is verantwoordelijk voor ongeveer 90% van de totale warmtelevering via warmtenetten. Daarnaast zijn er ook gemeenten en andere regionale partijen die één of enkele warmtenetten beheren. Er zijn ook kleinere netten van woningcorporaties, VvE's en kleinere private partijen. De meeste netten zijn gesloten systemen waar één partij verantwoordelijk is voor zowel productie, distributie als levering. Een deel van de warmte wordt geleverd aan industriële bedrijven, tuinbouwbedrijven of grote utiliteitsgebouwen. De focus van dit onderzoek ligt op warmtenetten die warmte leveren aan huishoudens.

Warmtenetten gebruiken verschillende warmtebronnen, waarbij de variaties in eigenschappen van deze bronnen ertoe leidt dat ze andere functies kunnen hebben in het warmtenet. Warmtebronnen verschillen in temperatuurniveau, beschikbaarheid en capaciteit. Bronnen die stabiel en langdurig warmte leveren, zoals geothermie en restwarmte, worden ingezet voor de basislast. Flexibelere bronnen, zoals WKK of biomassaketels, dekken de middenlast, en gasketels springen bij tijdens de pieklast omdat ze goedkoop zijn en weinig uren hoeven te draaien. Hoewel duurzame netten sinds 2015 sterk in aantal zijn gegroeid, werd in 2024 nog ongeveer 60% van de warmte opgewekt met aardgas.[10]

De bedrijfsvoering van warmtenetten wordt gekenmerkt door een combinatie van een monopoliepositie, gereguleerde tarieven en een investeringsopgave om te verduurzamen. Warmtebedrijven hebben een natuurlijke monopoliepositie: huishoudens kunnen niet (eenvoudig) overstappen naar een andere warmteleverancier en de financiële drempel om over te stappen naar een individuele warmteoplossing is hoog. De tarieven die warmtebedrijven kunnen berekenen aan huishoudens zijn daarom streng gereguleerd (zie sectie 2.2). Hierdoor kunnen hogere kosten voor warmtelevering niet zomaar worden doorberekend boven het wettelijke maximumtarief voor warmte. Voor warmtebedrijven is er daarom grote druk op kostenbeheersing. Tegelijkertijd staan zij voor een forse investeringsopgave: bestaande fossiele bronnen moeten worden vervangen door duurzame alternatieven en netwerken moeten worden uitgebreid om de groeiende vraag te bedienen. Warmtebedrijven opereren daarom als gereguleerde, kapitaalintensieve lokale monopolisten en dienen tegelijkertijd leveringszekerheid, betaalbaarheid en CO_2-reductie te waarborgen binnen strikte tariefkaders.

[5] *CBS (2024). Energiebalans; aanbod, omzetting en verbruik.*
[6] CBS (2025) Verbeterd zicht op warmtenetten
[7] RVO (2024) *Duurzamheidsrapportage 2024*
[8] Rijksoverheid (2025) Meerjarenprogramma 2026 Klimaatfonds
[9] *Voor meer informatie over de rol van warmtenetten zie Trinomics & Blueterra (2025) Warmtenetten & de energiebelasting*
[10] RVO (2024) Duurzamheidsrapportage 2024

De kostprijs van warmtelevering bestaat uit vier hoofdcomponenten. Overheadkosten zoals personeels- en ICT-kosten zijn grotendeels vast en maken bij grotere netten zo'n 5 tot 10% van de totale kosten uit. Onderhouds- en afschrijvingskosten zijn eveneens overwegend vast en vertegenwoordigen doorgaans 30 tot 40% van de kostprijs, waarbij verduurzaamde netten aan de bovenkant van deze bandbreedte zitten vanwege hogere investeringskosten. Energiekosten zijn variabel en volgen uit de geleverde warmte en de brandstofprijs. Bij fossiele warmtenetten kunnen deze 30% of meer van de totale kosten uitmaken, inclusief de kosten voor warmteverliezen bij transport van de warmte. Daar bovenop komen de energiebelastingkosten, die voor netten met veel aardgasgebruik kunnen oplopen tot 25% van de totale warmtekosten. Per saldo ligt de kostprijs voor de meeste warmtenetten tussen de €40 en €60 per GJ, maar dit verschilt sterk per net en per jaar.[11]

2.2. Tariefregulering voor warmtelevering aan huishoudens

De levering van warmte via warmtenetten aan huishoudens is streng gereguleerd. Warmtenetten zijn namelijk een natuurlijk monopolie zoals in sectie 2.1 is benoemd. De Autoriteit Consument en Markt (ACM) is verantwoordelijk voor de uitvoering en controle van deze regulering. Warmtebedrijven hebben een wettelijke leveringsplicht en zijn gehouden aan een maximum leveringstarief voor kleinverbruikers (doorgaans huishoudens met een aansluiting onder 100 kW).[12] Voor levering aan bedrijven gelden geen maximumtarieven. Ook hebben warmtebedrijven (net als alle huishoudens en bedrijven die energie gebruiken) te maken met de energiebelasting.[13]

Op dit moment is het maximumtarief gebaseerd op het niet meer dan anders-principe (NMDA), oftewel de gasreferentie. Het huidige uitgangspunt in het NMDA-principe is dat de kosten voor huishoudens die gebruikmaken van een warmtenet maximaal even hoog zijn als de kosten voor huishoudens die hun woning verwarmen met een cv-ketel op aardgas. Dit wordt ook de gasreferentie genoemd. Het maximumtarief bestaat uit een vast deel (gebaseerd op de gemiddelde onderhouds- en afschrijvingskosten van een cv-ketel en de vaste leveringskosten voor gas) en een variabel deel (gebaseerd op de gemiddelde prijs van een vast contract voor levering van aardgas en een deel van de energiebelasting voor huishoudens).

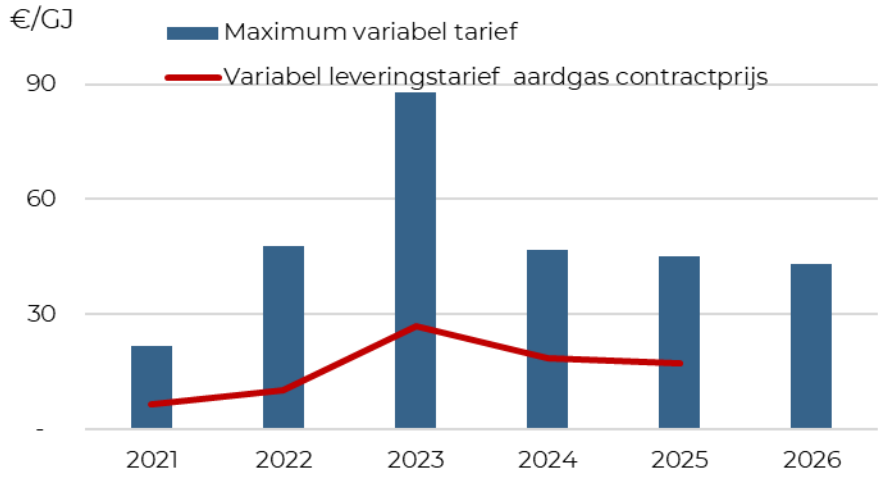
ETS2 en de bijmengverplichting groen gas hebben een impact op het variabele deel van het maximumtarief. Een hogere aardgasprijs voor huishoudens door ETS2-kosten en de bijmengverplichting (zie sectie 2.3) resulteert dus in een stijging van het variabele deel van het maximumtarief. Figuur 2-1 laat zien dat het variabele maximumtarief grotendeels meebeweegt met de gasprijs. Het variabele maximumtarief steeg tussen 2021 en 2023 wel hard door de impact van de energiecrisis op gasprijzen. Vervolgens is het variabele deel de afgelopen drie jaren relatief stabiel gebleven, met een lichte daling.

[11] *Trinomics & Blueterra (2025) Warmtenetten & de energiebelasting*

[12] *De tariefregulering geldt ook voor de levering van warmte aan grootverbruikers die warmte doorleveren aan huishoudens, zoals verhuurders en Verenigingen van Eigenaren (VvE's). Dit betreft situaties met een blokaansluiting, waarbij individuele huishoudens geen eigen contract hebben met het warmtebedrijf.*

[13] *Warmtebedrijven zijn alleen energiebelastingplichtig over het gas- en elektriciteitsverbruik. Warmte als energiedrager is niet onderworpen aan energiebelasting.*

Figuur 2-1 Ontwikkeling variabele maximumtarief per GJ 2021-2026 (EUR 2024)



Bron: ACM (geen datum). Maximale warmtetarieven. & CBS (2026) Gemiddelde energietarieven voor consumenten Uitgedrukt in 2024 euro's

Dit onderzoek richt zich op de periode in 2028 waarin de gasreferentie ook relevant is. In Fase 1—die ingaat met de inwerkingtreding van de Wet collectieve warmte (Wcw) op 1 januari 2027—wordt in principe de NMDA-methodiek gevolgd. Dezelfde methodiek is overgenomen van de huidige Warmtewet, behalve dat stijgingen van energiebelasting vanaf 2025 niet meer meegenomen worden in de warmtetarieven. In 2028, het peiljaar van dit onderzoek, bevindt de markt zich nog in Fase 1. Fase 2 volgt naar verwachting enkele jaren later, en de tariefregulering voor warmtenetten beweegt zich dan naar een systeem van kostengebaseerde tarieven, waarbij warmtetarieven worden gebaseerd op de efficiënte kosten van warmtelevering. Dit systeem wordt momenteel nog uitgewerkt, en valt dus buiten de afbakening van dit onderzoek.[14]

2.3. Nieuw normerend klimaatbeleid bij gasgebruik: ETS2 en de bijmengverplichting groen gas

2.3.1. Europese Emissiehandelssysteem 2 (ETS2)

Het Europese Emissiehandelssysteem 2 (ETS2) zal CO_2-uitstoot die gepaard gaat bij het gebruik van fossiele brandstoffen in gebouwen, wegtransport en kleine industrie expliciet beprijzen.[15] Vanaf 2028 moeten leveranciers van fossiele brandstoffen aan eindgebruikers in de gebouwde omgeving, wegvervoer en overige sectoren (zoals de kleine industrie) onder ETS2 emissierechten inleveren. Het aantal emissierechten die ze moeten inleveren staat gelijk aan de CO_2-emissies die bij het gebruik van deze brandstoffen zouden ontstaan. Brandstofleveranciers moeten deze rechten op veilingen of van andere ETS2-brandstofleveranciers op de secundaire markt kopen, die ze naar alle waarschijnlijkheid zullen doorberekenen in hun brandstofprijs. Hierdoor stijgen de inkoopkosten van brandstoffen voor zowel huishoudens en warmtebedrijven.

ETS2 is een aanvulling op ETS1 is het Europese emissiehandelssysteem dat al sinds 2005 van kracht is. ETS1 legt een CO_2-prijs op aan grote industriële installaties en energiecentrales die fossiele brandstoffen verbranden. Voor warmtenetten geldt dat installaties met een thermisch vermogen boven de 20 MW onder ETS1 vallen. Dit betekent dat een groot deel van de warmteproductie via warmtenetten al onderworpen is aan een CO_2-prijs. Deze installaties zijn dus al verplicht emissierechten te kopen voor hun CO_2-uitstoot. Wel krijgen deze installaties een deel van de emissierechten gratis onder ETS1. Brandstofverbruik van ETS1-installaties valt niet onder ETS2, dus brandstofleveranciers hoeven onder ETS2 ook geen emissierechten voor brandstof geleverd aan

[14] ACM (2026) ACM publiceert routekaart voorbereidingen Wet collectieve warmte

[15] *Ook maakt Nederland maakt gebruik van de mogelijkheid om aanvullende sectoren vrijwillig onder ETS2 te brengen via een opt-in. Dit betreft onder meer de landbouw, de binnenvaart en de glastuinbouw, waarbij de deelname van de glastuinbouw nog onder voorbehoud is.*

ETS1-installaties in te leveren. De inkoopkosten van brandstoffen voor de ETS1-installaties van warmtebedrijven zouden daardoor ook niet moeten stijgen door ETS2.

De grootste verschillen van ETS2 met ETS1 zijn dus bij welke partij de verplichting ligt en de afwezigheid van gratis emissierechten in ETS2. In tegenstelling tot ETS1—waarbij beheerders van grote industriële installaties en energiecentrales emissierechten moeten inleveren, geldt onder ETS2 deze verplichting dus voor brandstofleveranciers. Dit maakt de werking van de ETS2 anders dan ETS1. De verplichting om emissierechten in te leveren betekent niet automatisch dat deze partijen ook de uiteindelijke kosten dragen, omdat dit afhankelijk is van de mate waarin de kosten worden doorberekend in de brandstofprijs. Om andere verschillen inzichtelijk te maken, vergelijkt Tabel 2-1 de belangrijkste kenmerken van ETS1 en ETS2 voor warmtenetten.

Tabel 2-1 Vergelijking ETS1 en ETS2 voor warmte

	ETS2	ETS1
Reikwijdte	Leveranciers van fossiele brandstoffen aan warmteinstallaties met thermisch ingangsvermogen van 20MW of minder	Installaties met een thermisch ingangsvermogen van meer dan 20 MW
Startjaar	Vanaf 2028	In werking sinds 2005
Gratis emissierechten	Nee	Ja, op basis van benchmarks
CO_2-prijs (in 2025 p.p.)	Marktprijs ETS2 nog onbekend (schattingen tussen 32[16] en 55[17] €/tCO_2 voor 2028)	Marktprijs ETS1 (in 2025 gemiddeld 73 €/tCO_2)[18]
Mechanisme prijsstabiliteit	Marktstabiliteitsreserve (MSR) met prijsbeheersingsmechanisme	Marktstabiliteitsreserve (MSR)
Impact op gasreferentie	Ja, door hogere aardgasprijs voor cv-ketels in huishoudens	Nee, geldt voor grote installaties en niet voor cv-ketels in huishoudens

ETS2 is dus relevant voor warmtetarieven en warmtebedrijven die warmte leveren door warmtenetten. ETS2 beprijst de CO_2-uitstoot van kleinere warmtebedrijven en warmtenetten die warmte produceren met gas—via een gasketel of een WKK—dus indirect via de brandstofleverancier. Door de hogere aardgasprijs wordt de ETS2 ook meegerekend in de gasreferentie en leidt daardoor naar een hoger variabel maximumtarief voor warmtelevering aan huishoudens. Voor warmtenetten die geen gas gebruiken, zoals netten op geothermie of restwarmte, worden hierdoor nauwelijks geraakt. Dit vergroot de kostenverschillen tussen fossiele en duurzame warmtenetten en versterkt daarmee de druk op kostenbeheersing en verduurzaming voor gasafhankelijke netten.

De CO_2-prijs onder ETS2 is marktgedreven en daarmee onzeker. De Europese Commissie hanteert voor ETS2 voorlopig een indicatieve prijsraming van circa 30 €/tCO_2 (in 2023 p.p) voor 2028, maar benadrukt dat de daadwerkelijke prijs kan variëren, afhankelijk van marktontwikkelingen.[19] Andere ramingen variëren van 59 €/tCO_2 in 2028 (in 2023 p.p.) (de interventieprijsdrempel) tot 100 €/tCO_2 in 2030 (in p.p. 2023). [20] Vanaf 2028 (nu 2029) moeten bedrijven rapporteren hoe ze kosten doorberekenen aan consumenten.

ETS2 bevat meerdere mechanismen om te voorkomen dat de CO_2-prijs te hoog oploopt. Zo werkt ETS2 met een Marktstabiliteitsreserve die vraag en aanbod van emissierechten in balans houdt. Zodra de prijs de interventiedrempel van 59 €/tCO_2 bereikt (in 2028), worden er extra rechten verkocht. Daarnaast heeft de Europese Commissie aanvullende maatregelen voorgesteld om prijsvolatiliteit

[16] *30 €/tCO_2 in 2023 p.p* Europese Commissie (2025) Trends in carbon intensity and the macroeconomic role of the EU Emissions Trading System
[17] *50 €/tCO_2 in 2028 p.p* Europese Commissie (2025) Trends in carbon intensity and the macroeconomic role of the EU Emissions Trading System
[18] *ICAP (2026) EU Emissions Trading System (EU ETS)*
[19] Europese Commissie (2025) Trends in carbon intensity and the macroeconomic role of the EU Emissions Trading System
[20] Clear Blue Markets (2025) The State of the EU ETS 2: Europe's New Carbon Market

verder te beperken, het voorstel voorziet onder meer in een uitbreiding van de prijscontrolemechanismen van de MSR.[21]

2.3.2. Bijmengverplichting groen gas

Naast ETS2 wordt de inzet van aardgas in de gebouwde omgeving beïnvloed door de voorgenomen bijmengverplichting voor groen gas. Deze maatregel is onderdeel van het nationale klimaatbeleid en heeft als doel om de productie en inzet van duurzaam gas te stimuleren.

De bijmengverplichting richt zich op de levering van aardgas aan eindgebruikers buiten het ETS1 domein, en is daarmee van toepassing op dezelfde doelgroep als ETS2. Dit betreft onder andere de gebouwde omgeving en kleinere warmte-installaties. De verplichting wordt vormgegeven als een verplichting voor energieleveranciers om jaarlijks een oplopende hoeveelheid broeikasgasemissiereductie te realiseren via de levering van groen gas.

Deze reductie wordt administratief vastgelegd in zogenoemde groengaseenheden, die de gerealiseerde CO_2-reductie over de keten representeren. Leveranciers kunnen aan de verplichting voldoen door het inkopen of produceren van groen gas, het gebruik van certificaten, of door gebruik te maken van een buy-out mechanisme. Het buy-out mechanisme biedt energieleveranciers de mogelijkheid om een tekort aan groengaseenheden af te kopen tegen een vastgestelde afkoopsom. Leveranciers zullen hiervan naar verwachting vooral gebruikmaken wanneer de marktprijs van groengaseenheden in de buurt komt van of boven deze afkoopsom ligt.

Omdat groen gas fysiek wordt ingevoed in het bestaande gasnet en niet te onderscheiden is van fossiel aardgas, vindt de toerekening plaats via een systeem van certificering. De maatregel werkt daarmee niet via fysieke bijmenging op eindgebruikersniveau, maar via de administratieve toerekening van de geleverde volumes.

De bijmengverplichting leidt tot een stijging van de gemiddelde kosten van gaslevering, aangezien groen gas momenteel duurder is dan aardgas. Op basis van de meest recente kamerbrief wordt voor 2030 uitgegaan van meerkosten van 2 cent per m^3 aardgas in 2028 tot 6 cent per m^3 aardgas in 2030, gebaseerd op de hoogte van de buy-out prijs. Dit betreft een bovengrens; de daadwerkelijke kosten zijn afhankelijk van marktontwikkelingen en de prijs waartegen leveranciers groen gas of certificaten inkopen. De uiteindelijke prijsontwikkeling is afhankelijk van factoren zoals de beschikbaarheid van productiecapaciteit, de ontwikkeling van de markt voor groen gas en de mate waarin gebruik wordt gemaakt van de buy-out optie.

Voor toepassingen waarin aardgas wordt ingezet, werkt de bijmengverplichting door via de brandstofkosten. Omdat de verplichting betrekking heeft op het totale gasvolume, geldt dit voor alle vormen van gasgebruik, mits deze onder ETS2 vallen.

De bijmengverplichting bevindt zich momenteel in de fase van nadere beleidsuitwerking en parlementaire behandeling. Het kabinet heeft aangegeven de maatregel te willen invoeren per 1 januari 2027, waarbij de exacte vormgeving en het opbouwpad nog worden vastgesteld. In 2026 worden verdere besluiten verwacht over de invulling van de verplichting, onder andere in het kader van het wetgevingstraject en bredere beleidsbesluitvorming.

[21] Europese Commissie (2025) Trends in carbon intensity and the macroeconomic role of the EU Emissions Trading SystemProposal for a decision of the European Parliament and of the Council amending Decision (EU) 2015/1814 as regards the market stability reserve for the buildings, road transport and additional sectors

3. Sectoroverzicht

3.1. Schets van warmtesector op basis van warmtenetprofielen

Dit onderzoek gebruikt 17 representatieve warmtenetprofielen die samen 95% van geleverde warmte uit warmtenetten aan huishoudens dekken. De Nederlandse warmtesector bestaat uit honderden individuele warmtenetten die van elkaar verschillen in omvang, bronnenmix, mate van verduurzaming en kostenstructuur. Het is niet mogelijk om voor elk net een volledige effectenanalyse uit te voeren. Met 17 representatieve profielen worden zowel de spreiding van effecten als de verdeling over het spectrum van netten voldoende inzichtelijk gemaakt. De profielen die we hebben gekozen zijn gebaseerd op het vorige onderzoek van Trinomics & BlueTerra.[22] Hierbij is wel een verder onderscheid voor profielen 7, 11 en 12 gemaakt met a- en b-profielen om het onderscheid tussen ETS2 en ETS1 binnen de profielen te maken.

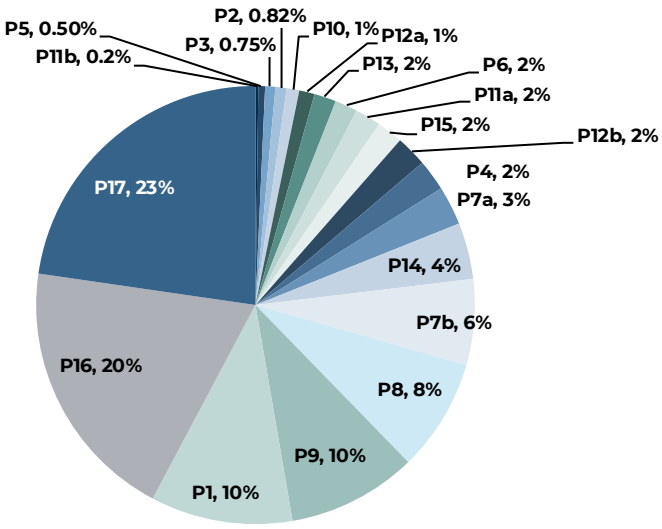
De profielen zijn gebaseerd op een dataset van de Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO), gebaseerd op de warmte-etiketten van warmtebedrijven. De dataset omvat 490 warmtenetten en dekt daarmee meer dan 95% van de totale warmtelevering in Nederland. Omdat dit onderzoek zich richt op kleinverbruikers, zijn netten die uitsluitend aan grootverbruikers leveren buiten de analyse gehouden, waarna 385 warmtenetten overblijven. De dataset is gebaseerd op warmtegegevens uit 2023 en is waar nodig aangevuld met informatie uit de warmte-etiketten. De data is gevalideerd met 2024-cijfers. Hieruit blijkt dat er geen significante verschillen zijn tussen 2023 en 2024. De database is niet bedoeld voor een gedetailleerde analyse per individueel net, maar om op hoofdlijnen de effecten voor verschillende typen warmtenetten in kaart te brengen.

De profielen zijn opgebouwd op basis van drie kenmerken: het aandeel aardgas in de warmtelevering, type gasgestookte installatie en de omvang van het gasverbruik. Bij het type installatie wordt onderscheid gemaakt tussen STEG installaties, WKK gasmotoren en gasketels. Het resterende deel van de warmtelevering bestaat uit andere, veelal duurzame warmtebronnen. De omvang van het aardgasverbruik is relevant omdat deze bepaalt in welke schijf van de energiebelasting een warmtenet valt. De profielindeling sluit daarmee aan bij de methodiek uit het eerdere onderzoek naar warmtenetten en energiebelasting, waarin deze kenmerken bepalend waren voor de berekening van de kostenimpact.

De 17 profielen variëren sterk in omvang en bronnenmix, zoals weergegeven in Figuur 3-1. De kleinste netten gebruiken slechts 100.000 m^3 aardgas per jaar, terwijl de grootste netten tot 100.000.000 m^3 verbruiken. Profiel 1 is het enige profiel met netten dat geen aardgas gebruikt en vertegenwoordigt 10% van de warmtelevering.

[22] *Trinomics & Blueterra (2025) Warmtenetten & de energiebelasting*

Figuur 3-1 Aandeel van profiel in totale warmtelevering aan huishoudens



P1: 0% aardgas,
P2: 100% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P3: 50% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P4: 20% aardgas (100 000 m³), geen WKK
P5: 100% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P6: 50% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P7a: 20% aardgas (600 000 m³), geen WKK, ETS2
P7b: 20% aardgas (600 000 m³), geen WKK
P8: 50% aardgas (6 000 000 m³), geen WKK
P9: 20% aardgas (30 000 000 m³), geen WKK
P10: 100% aardgas (600 000 m³), gasmotor
P11:a 100% aardgas (2 000 000 m³), gasmotor, ETS2
P12a: 100% aardgas (4 000 000 m³), gasmotor, ETS2
P11b: 100% aardgas (2 000 000 m³), gasmotor
P12b: 100% aardgas (4 000 000 m³), gasmotor
P13: 50% aardgas (4 000 000 m³), gasmotor
P14: 100% aardgas (30 000 000 m³), gasmotor
P15: 100% aardgas (30 000 000 m³), STEG
P16: 100% aardgas (100 000 000 m³), STEG
P17: 50% aardgas (100 000 000 m³), STEG

3.2. ETS2 & bijmengverplichting in de profielen

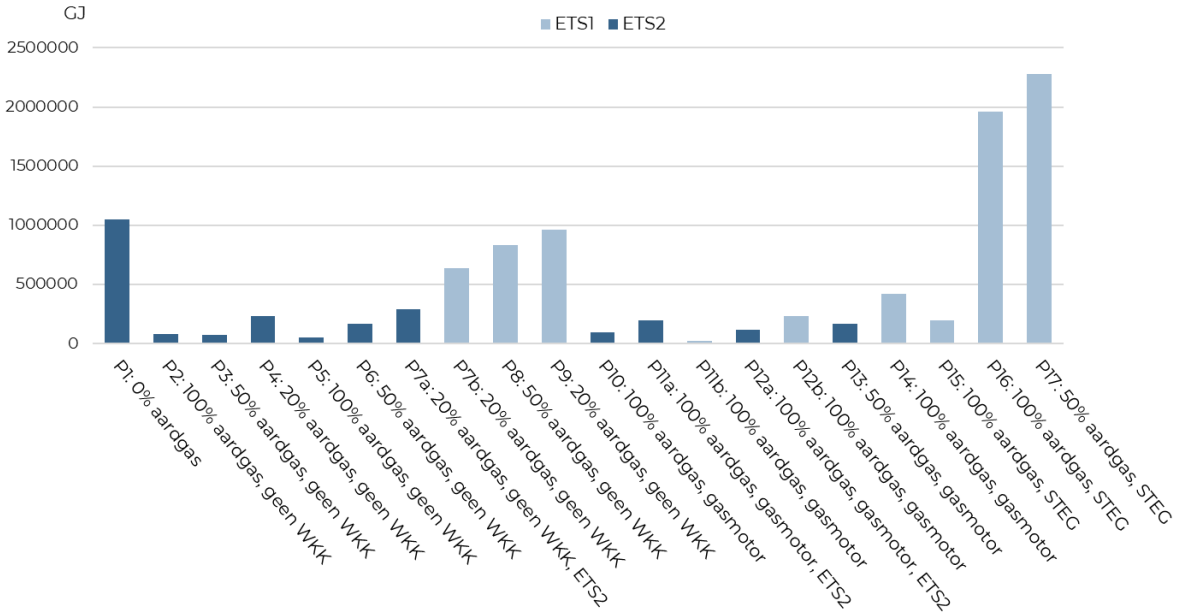
3.2.1. Warmtebedrijven onder ETS1 en ETS2

De verdeling van warmtelevering tussen ETS1 en ETS2 wijst uit dat in de praktijk enkel 15% van de warmtelevering door ETS2 wordt geraakt. In totaal valt ongeveer 75% van de warmtelevering voor huishoudens onder ETS1, en dus ondervindt grofweg 25% mogelijk kosten onder ETS2. Echter, van deze 25% is 10% van de warmtelevering volledig duurzaam en daarom wordt in de praktijk alleen 15% van de warmtelevering aan huishoudens geraakt. Figuur 3-2 laat de verhouding tussen ETS1 en ETS2 per profiel zien, waarbij opvalt:

- **Niet-WKK-netten** De profielen P1 tot en met P7a vallen volledig onder ETS2. Een uitzondering geldt voor P1: hoewel dit profiel onder ETS2 valt, zal het in de praktijk geen extra kosten maken onder ETS2, omdat het 100% duurzaam aardgas gebruikt en daarmee geen netto CO_2-uitstoot heeft die beprijsd wordt. De grotere niet-WKK-netten, P8 en P9 vallen volledig onder ETS1.
- **WKK-gasmotor:** Alleen profielen 10 en 13 vallen volledig onder ETS2 en profielen 11 en 12 hebben een klein aantal netten onder ETS1 en ETS2. Daarom zijn deze drie profielen gesplitst tussen a- en b-profielen, waarbij de a-profielen netten bevatten die volledig onder ETS2 vallen, en profiel b ETS1-netten bevatten. Profiel 14 valt volledig onder ETS1
- **WKK STEG:** De grote STEG-installaties in profielen P15, P16 en P17 vallen volledig onder ETS1.

De figuur geeft weer welke profielen onder ETS1 of ETS2 vallen en hoe veel warmte de profielen leveren in GJ. De enige uitzondering voor profielen die niet volledig in ETS1 of ETS2 vallen staat in Kader 3-1. Hierbij is nog geen rekening gehouden met de verhouding tussen gasverbruik en andere warmtebronnen binnen een profiel. Dit is in Sectie 4 verder uitgewerkt.

Figuur 3-2 Profielen dat door ETS1 en ETS2 vallen en hun warmtelevering aan huishoudens in GJ



Bron: Trinomics & Blueterra o.b.v. RVO data

Voor de bijmengverplichting geldt dezelfde verdeling als tussen ETS1 en ETS2, en zijn dus ook dezelfde profielen relevant. Omdat de bijmengverplichting van toepassing is op netten die onder ETS2 vallen, gelden dezelfde profielen en verhoudingen als weergegeven in de figuur.

Kader 3-1 Impact ETS2 en bijmengverplichting op ETS1 netten

Een beperkt aantal warmtenetten beschikt over installaties die onder ETS1 vallen, maar maakt daarnaast gebruik van gasgestookte piek- of back-up voorzieningen die niet onder ETS1 vallen. Voor deze installaties zijn ETS2 en de bijmengverplichting groen gas wel van toepassing.

Deze situatie doet zich vooral voor bij warmtenetten waarbij kleinere netten zijn samengevoegd met grotere netten. De centrale of grotere productie installaties vallen dan onder ETS1, terwijl kleinere lokale gasketels die als piek of back up voorziening in het gekoppelde net aanwezig blijven, als afzonderlijke eenheden onder ETS2 kunnen vallen.

Op basis van input van warmtebedrijven voor dit onderzoek is vastgesteld dat dit slechts een beperkt aantal netten betreft. Voor deze netten geldt dat het aandeel warmte dat wordt geproduceerd met gas buiten ETS1 relatief klein is. Het gaat om circa 6% van de totale warmtelevering van deze netten. Dit percentage heeft dus niet betrekking op alle piek en back up productie binnen deze netten, maar alleen op het deel van de piek en back up productie dat buiten ETS1 valt en daarmee onder ETS2 wordt geraakt.

Als gevolg hiervan blijft de impact van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas voor deze netten beperkt, naar verwachting in de orde van grootte van circa 0,02 €/GJ. Gezien de beperkte omvang van dit effect is dit niet afzonderlijk meegenomen in de verdere analyse.

4. Resultaten van effectendoorrekening

4.1. Methode & data

4.1.1. Belangrijke aannames

Voor de berekeningen zijn een aantal aannames gehanteerd die voor alle profielen gelden. De belangrijkste aannames hebben betrekking op de kostenramingen van ETS2 en de bijmengverplichting, de rendementen van de verschillende warmtebronnen en het warmteverlies. Waar mogelijk sluiten de aannames aan bij het eerdere onderzoek van Trinomics & Blueterra (2025) naar warmtenetten en de energiebelasting.[23] De meeste gehanteerde aannames zijn gebaseerd op gangbare sectorwaarden en staan volledig weergegeven in Tabel 4-1.

Bij de kostenberekeningen wordt een ceteris paribus aanname gehanteerd. De kosten veranderen alleen als gevolg van ETS2 en de bijmengverplichting, terwijl alle overige variabelen gelijk blijven. Zo wordt het zuivere effect op de leveringskosten geïsoleerd. De verandering in kosten wordt uitgedrukt als de toename in kosten per geleverde GJ warmte.

De impact op warmtebedrijven wordt bepaald door het verschil tussen de verandering in opbrengsten en de verandering in kosten. Dit wordt gedefinieerd als de verandering in de brutomarge. In een ceteris paribus omgeving is de verandering in de brutomarge gelijk aan de verandering van de EBIT (Δ brutomarge = Δ opbrengsten − Δ kosten). Voor een procentuele indicatie wordt de impact uitgedrukt in procentpunten: (Δ brutomarge (in procentpunten) = (Δ opbrengsten − Δ kosten) / opbrengsten basisjaar × 100%).

Als basisjaar om de procentuele verandering van de brutomarge te bepalen zijn de tarieven in 2025 gehanteerd. Met een gemiddeld jaarverbruik per kleinverbruiker van 33 GJ resulteert dit in een opbrengst van 59 €/GJ geleverde warmte aan kleinverbruikers. Het aangenomen gemiddelde jaarverbruik van 33 GJ is in lijn met het voorgaande onderzoek van Trinomics & BlueTerra. De verandering in de brutomarge is niet direct vergelijkbaar met de rendementsberekening van de ACM. De teller is in beide gevallen gelijk, maar de ACM deelt door de activawaarde in plaats van de jaarlijkse opbrengst.

Voor de ETS2 berekening is in de doorrekening inclusief bijmengverplichting groen gas gecorrigeerd voor het aandeel groen gas dat volgt uit de bijmengverplichting. Op basis van het indicatieve volume groen gas uit het wetsvoorstel en het geraamde gasverbruik van de ETS2 doelgroep bedraagt dit aandeel circa 1,5% in 2028, 2,3% in 2029 en 3,6% in 2030. In deze variant zijn de ETS2 kosten daarom berekend over het resterende fossiele aandeel van de gasmix. Tegelijkertijd zijn de meerkosten van de bijmengverplichting afzonderlijk meegenomen als opslag op de gasprijs. In de variant ETS2 zonder bijmengverplichting is deze correctie niet toegepast. Daar is de ETS2 impact berekend over het volledige aardgasverbruik.

Tabel 4-1 Gehanteerde aannames voor energieverbruik, rendementen en kostenramingen

	Waarde/bandbreedte	Toelichting
Energieverbruik en warmtelevering van elk profiel	Statisch basisjaar 2023[24]	Het energiegebruik is gelijk aan het energiegebruik in 2023. Deze is gevalideerd met de 2024 data van RVO.
Warmteverlies	31%	Vast percentage op basis van het gemiddelde verlies in 2022 en 2023. De warmtelevering is dus 31% lager dan de warmteproductie. Deze aanname sluit aan bij het eerdere onderzoek van Trinomics & Blueterra (2025).

[23] *Trinomics & Blueterra (2025) Warmtenetten & de energiebelasting*

[24] *Op nationaal niveau blijkt het gasverbruik in 2024 vrijwel gelijk aan dat in 2023: beide jaren kenden een totaal verbruik van circa 30 miljard kubieke meter (CBS, 2025 Gasverbruik niet veranderd in 2024).*

Rendementen	**STEG:** 35% (thermisch) en 50% (elektrisch) **Gasmotor**: 50% (thermisch) 37% (elektrisch) **Gasketel:** 90%	Aannames uit de sector. Deze aanname sluit aan bij het eerdere onderzoek van Trinomics & Blueterra (2025).
Kostenramingen ETS2	**59 €/tCO_2** in 2028 Voor sensitiviteitsanalyse: hoog scenario van **100 €/tCO_2** en laag van **30 €/tCO_2**	Gebaseerd op de prijsreeks van het Ministerie van EZK. Als centrale aanname wordt het plafond van het prijsbeheersingsmechanisme gehanteerd, vastgesteld op 45 €/tCO_2 in prijspeil 2020. Dit plafond geldt tot en met 2029 en wordt gecorrigeerd voor inflatie, wat resulteert in een aanname van 59 €/tCO_2 in 2028. De onzekerheid rond de ETS2-prijs wordt nader onderzocht in de sensitiviteitsanalyse.
Meerkostenramingen bijmengverplichting	**0.02 €/m^3** gas in 2028 (laag scenario van 60% van de maximum)	Gebaseerd op berekeningen van het Ministerie van EZK. De meerkosten bedragen 0.02 €/m^3 in 2028, oplopend tot een maximum van 0,09 €/m^3 vanaf 2031. De aanname van 0.02 €/m^3 in dit onderzoek vertegenwoordigt het maximumscenario op basis van de buy-out prijs voor de volledige omvang van de verplichting. Een gevoeligheidsanalyse op deze aanname is opgenomen in de sensitiviteitsanalyse.[25]

4.1.2. Bepaling impact op warmtekosten bij WKK

In dit onderzoek worden de volledige kostenstijging door ETS2-kosten toegerekend aan warmtelevering, ook voor WKK-profielen die naast warmte ook elektriciteit produceren. De redenering hierachter is dat elektriciteit geproduceerd door warmtenetten concurreert met elektriciteitsproductie die niet onder ETS2 valt. Omdat die concurrerende productie geen ETS2-kosten heeft, kunnen WKK-installaties op warmtenetten deze kosten in de praktijk niet doorberekenen in de elektriciteitsprijs. Deze aanpak is consistent met de methodiek uit het eerdere onderzoek van Trinomics & Blueterra (2025).

Het netto effect van ETS2 op de elektriciteitsprijs is namelijk naar verwachting beperkt. Theoretisch kan ETS2 de elektriciteitsprijs beïnvloeden wanneer een ETS2 installatie prijszettend is op de elektriciteitsmarkt. In de praktijk komt dit naar verwachting beperkt voor. Een uitzondering vormen tuinbouw WKK's, die op basis van onze analyse in 2030 20% prijszettend zijn. Voor deze installaties bestaat echter compensatie voor de meerkosten van ETS2 en de bijmengverplichting, waardoor zij deze kosten naar verwachting niet of slechts beperkt meenemen in hun biedingen. Het effect op de elektriciteitsprijs blijft daardoor naar verwachting beperkt.

Daarom werken ETS2 en groengas bijmengverplichting in de impactschets door in de kosten van de warmtelevering. De reden hiervoor is dat de kosten van de aardgasinput stijgen, terwijl de elektriciteitsopbrengsten in de basisanalyse gelijk blijven. Zolang tegenover de hogere kosten geen hogere elektriciteitsopbrengsten staan, wordt de kostenstijging niet gecompenseerd aan de elektriciteitskant. De stijging wordt daardoor zichtbaar als hogere netto warmtekosten en een lagere brutomarge.

Bij de allocatie van kosten tussen warmte en elektriciteit zijn in de praktijk verschillende benaderingen mogelijk. Bovenstaande benadering sluit aan bij de residual methode, waarbij eerst de elektriciteitsopbrengsten tegen marktwaarde worden bepaald en de resterende kosten aan warmte worden toegerekend. Een alternatieve benadering is een zogeheten output-allocatie,

[25] *Ministerie van Klimaat en Groene Groei (2025) Kamerbrief: Appreciatie Guidehousestudie en voortgang van de bijmengverplichting*

waarbij kosten worden verdeeld over warmte en elektriciteit op basis van bijvoorbeeld energie-inhoud, exergie of relatieve omzet. Het verschil tussen deze benaderingen is primair boekhoudkundig van aard en leidt tot een andere verdeling van kosten tussen warmte en elektriciteit, maar niet tot een andere totale kostenbasis van de installatie.

Voor de impactschets is vooral relevant of de hogere kosten worden gecompenseerd door hogere opbrengsten. Een output based allocatie kan kosten administratief verdelen over warmte en elektriciteit, maar creëert geen extra opbrengsten aan de elektriciteitskant. De elektriciteitsmarkt vergoedt alleen de marktprijs voor elektriciteit. Als die marktprijs niet meestijgt, verandert een andere administratieve verdeling niets aan de totale rentabiliteitsimpact van de WKK.

Voor de analyse in dit rapport is gekozen om aan te sluiten bij de meest gangbare benadering. Uit de inzichten van warmtebedrijven voor dit onderzoek blijkt ook dat het volledig toerekenen van de ETS2-kosten aan warmtelevering aansluit op hoe zij in de praktijk deze impact ondervinden. De berekende impact in ons onderzoek laat daarmee zien met hoeveel de warmteopbrengsten, en daarmee in de praktijk het warmtetarief, zouden moeten stijgen om de kostenstijging te compenseren.

Als gevoeligheidsanalyse is ook de impact van het hanteren van een alternatieve allocatiemethode doorgerekend. De resultaten daarvan zijn opgenomen in Kader 4-1 in sectie 4.2.3.

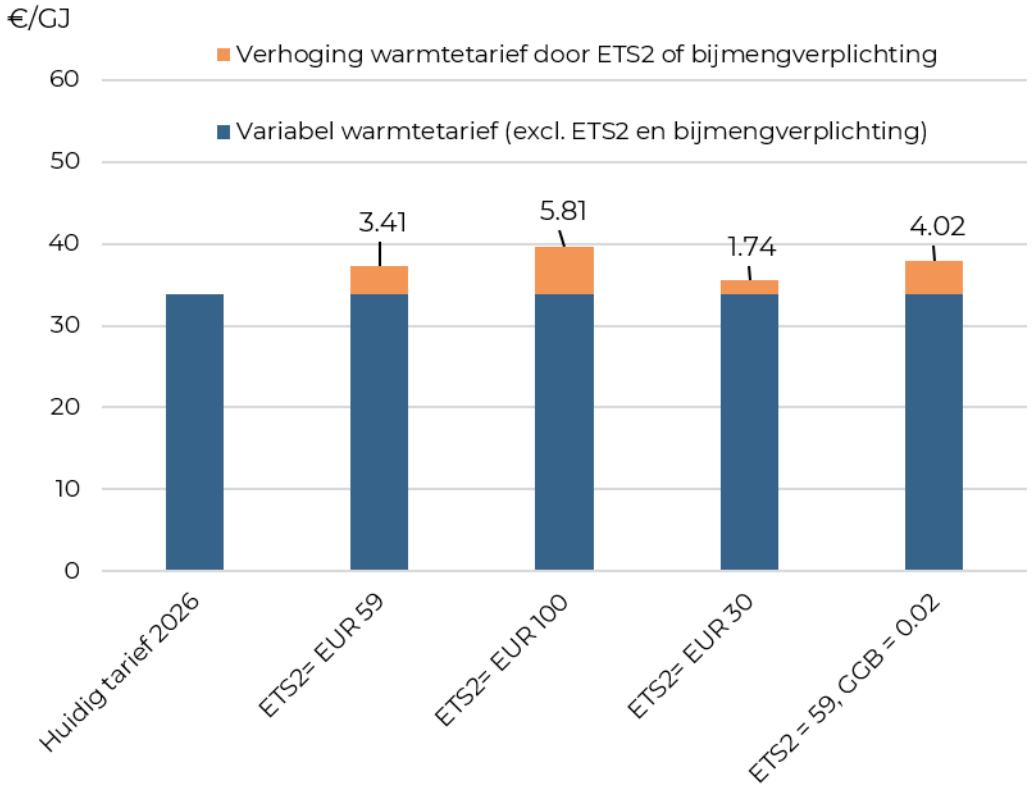
4.2. Impact op sectorniveau

4.2.1. Impact voor maximumtarieven

De netto-impact van ETS2 en de bijmengverplichting op warmtebedrijven wordt bepaald door het verschil tussen de kostenstijging en de stijging van het maximumtarief. ETS2 verhoogt de kosten voor warmtenetten die aardgas gebruiken en onder ETS2 vallen, goed voor 15% van de warmtelevering via warmtenetten (zie sectie 3.2.1). Daarnaast verhoogt het ook het maximumtarief voor alle warmtenetten via de gasreferentie. Dit geldt voor alle warmtenetten, ongeacht hun bronnenmix (zie sectie 2.2).

De stijging van het maximumtarief als gevolg van ETS2 en de bijmengverplichting hangt sterk af van de uiteindelijke CO_2-prijs en de meerprijs van groen gas. **Error! Reference source not found.** laat zien dat bij een ETS2-prijs van 59 €/tCO_2 het maximumtarief stijgt met 3,41 €/GJ, bij 100 €/tCO_2 met 5,81 €/GJ, en bij 30 €/tCO_2 met 1,74 €/GJ. De tariefverhoging bedraagt circa 0,58 €/GJ per €10 stijging van de CO_2-prijs. Wanneer de ETS2-prijs van €59 wordt gecombineerd met de bijmengverplichting, die een meerkosten van 0,02 €/m³ met zich meebrengt, stijgt het maximumtarief met 4,02 €/GJ. In dit gecombineerde effect is rekening gehouden met het feit dat de bijmengverplichting de ETS2-kosten gedeeltelijk verlaagt, wat de uiteindelijke tariefstijging enigszins beperkt (zie ook 4.1.1).

Figuur 4-1 Impact van ETS2 en bijmengverplichting groen gas (GGB) op het variabele warmteleveringstarief (EUR 2026, exclusief BTW)



Bron: Excelbestand variabele leveringstarieven en Trinomics & Blueterra uitrekening

De gemiddelde impact van ETS2 op de warmtesector is lager dan de stijging van het maximumtarief als gevolg van het meenemen van ETS2 in de NMDA-methode. Bij een ETS2-prijs van 59 €/tCO_2 is de gemiddelde kostenstijging 0,13 €/GJ. Dit gemiddelde is veel lager dan de stijging van het maximumtarief van 3,41 €/GJ bij dezelfde ETS2-prijs, omdat het merendeel van de warmtenetprofielen (85%) niet of nauwelijks wordt geraakt door ETS2. Dat betekent de meeste warmtebedrijven onder de huidige systematiek de mogelijkheid hebben om hun tarief meer te verhogen dan de ETS2 kosten die zij daadwerkelijk zullen hebben. Alleen wanneer warmtebedrijven hun tarieven ook daadwerkelijk tot het maximum laten stijgen, nemen de kosten voor huishoudens toe met meer dan de werkelijke kostenstijging. Voor een beperkt deel van de warmtenetten liggen de werkelijke kosten juist weer hoger dan de toegestane ruimte voor tariefverhoging door ETS2. Dit sectorgemiddelde geeft daarom een vertekend beeld omdat er grote verschillen zijn tussen warmtenetten. Secties 4.2.2 en 4.2.3 gaan daarom in op de impact per warmtenetprofiel.

4.2.2. Impact ETS2 op kosten warmtebedrijven

Voor het overgrote deel van de warmtesector heeft ETS2 geen effect op de leveringskosten; alleen voor een kleine groep profielen leidt ETS2 tot een kostenstijging die de stijging van het maximumtarief overstijgt. Profielen die geen aardgas gebruiken of volledig onder ETS1 vallen ondervinden geen kostenstijging als gevolg van ETS2. Om de impact van ETS2 op de Nederlandse warmtesector inzichtelijk te maken, presenteert Figuur 4-2**Error! Reference source not found.** de resultaten van de impactscan voor 2028 bij een ETS2-prijs van 59 €/tCO_2. De Y-as laat de effecten van de ETS2 zien op de kosten voor warmtelevering per warmtenetprofiel in €/GJ, waarbij alle overige factoren constant zijn verondersteld. De x-as laat het aandeel van een profiel zien in de warmtelevering via warmtenetten aan huishoudens. Netten in profiel 5 leveren bijvoorbeeld minder

dan 1% van de warmte aan huishoudens (zie Tabel 6-1 in Bijlage A voor de levering en aansluitingen per profiel).

De resultaten laten zien dat bij een ETS2-prijs van 59 €/tCO_2, het overgrote deel van de sector een kostenstijging ondervindt die lager is dan de stijging van het maximumtarief:

- Voor **85,5%** van de sector is de impact op de warmtekosten geen kostenstijging, omdat deze profielen niet onder ETS2 vallen of geen gasgebruik hebben.
- Voor **7,6%** van de sector is de kostenstijging **lager dan de stijging van de maximumtarieven** (3,41 €/GJ):
- Voor **6,9%** van de sector is de kostenstijging **hoger dan de stijging van de maximumtarieven**.
    - Binnen de groep waar de kostenstijging hoger is dan de stijging van de maximumtarief geldt voor **2,9% van de sector** een **beperkte negatieve impact**, met een kostenstijging tussen (1 tot 2x de stijging van het maximumtarief) tussen 3,4 €/GJ en 6,8 €/GJ.
    - Voor drie profielen, samen goed voor **4%** van de warmtelevering, 18 750 aansluitingen van kleinverbruikers, is de impact **substantieel negatief** (meer dan 2x zo hoog als de stijging van het maximumtarief), met een kostenstijging van meer dan 6,8 €/GJ.

De profielen die het sterkst worden geraakt door ETS2 hebben een gasmotor-WKK als dominante warmtebron. De profielen zijn: het kleine warmtenet met een gasmotor-WKK en aardgasketel voor pieklevering, en de twee middelgrote netten met een gasmotor-WKK en aardgasketel, met een totaal gasverbruik van respectievelijk 4 miljoen m^3 en 2 miljoen m^3. Elk van deze profielen heeft een beperkt aandeel in de totale warmtelevering door warmtenetten in Nederland, met elk minder dan 2%.

De impact voor deze zwaarst getroffen profielen valt groot uit door warmteverlies. Warmtenetten kennen gemiddeld 31% warmteverlies, wat betekent dat er per geleverde GJ warmte aanzienlijk meer gas moet worden ingezet dan bij een cv-ketel bij een huishouden. Het maximumtarief is echter gebaseerd op de gaskosten van een gemiddeld huishouden zonder dit extra verlies, waardoor de ETS2-kosten per geleverde GJ voor warmtenetten structureel hoger uitvallen dan de verhoging van het maximumtarief suggereert.

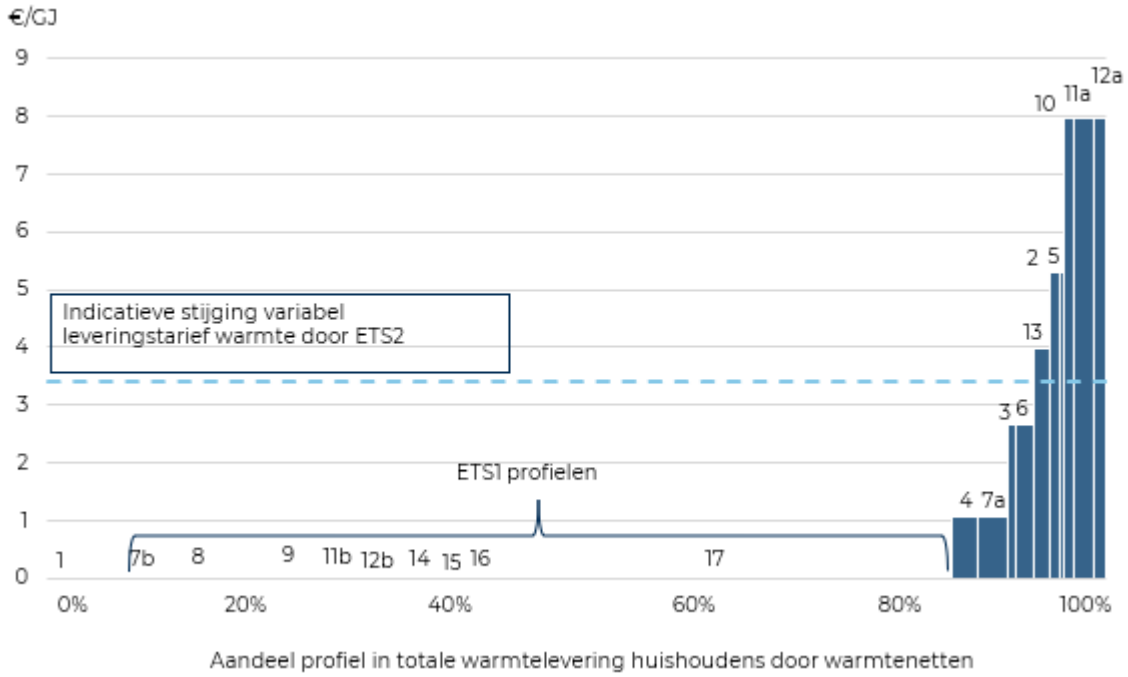
Ook geldt voor het grootste deel van deze zwaarst getroffen profielen dat het WKK-installaties zijn, waarbij de ETS2-kosten volledig drukken op de kosten voor warmtelevering. WKK-installaties produceren gelijktijdig warmte en elektriciteit. Hoewel de elektriciteitsproductie aanvullende inkomsten oplevert, is warmtelevering het primaire doel van deze installaties. De elektriciteitsproductie is in die zin een nevenproduct dat inherent verbonden is aan het warmteproductieproces. Zoals toegelicht in sectie 4.1.2 is het onwaarschijnlijk dat WKK-installaties de extra ETS2-kosten terugverdienen via hogere elektriciteitsopbrengsten. De geproduceerde elektriciteit concurreert namelijk met elektriciteitsproductie die niet onder ETS2 valt en niet wordt doorberekend in de elektriciteitsprijs.

De gepresenteerde kostenstijgingen geven de maximale impact weer onder de aanname dat warmtebedrijven hun bedrijfsvoering niet aanpassen. In theorie kunnen warmtebedrijven de impact beperken door de verhouding tussen warmte- en elektriciteitsproductie aan te passen, bijvoorbeeld door minder elektriciteit te produceren wanneer de elektriciteitsprijzen laag zijn. Dit vermindert echter tegelijkertijd de inkomsten uit elektriciteitsverkoop, wat weer een effect heeft op de algehele marge van het warmtebedrijf.

Het gecombineerde effect van deze drie factoren verklaart waarom de kostenstijging voor gasmotor-WKK-netten onder ETS2 zo fors uitvalt ten opzichte van de stijging van het maximumtarief (voor meer detail over de aannames, zie Tabel 4-1 en sectie 4.1.2).

De gevonden kostenstijgingen door ETS2 en de bijmengverplichting zijn van vergelijkbare omvang als de eerder onderzochte effecten van de energiebelasting: de impact bedraagt 0 tot 22% van de totale leveringskosten. Om de gevonden kostenstijgingen in perspectief te plaatsen, liggen de huidige gangbare leveringskosten ongeveer 40-60 €/GJ en de stijging van EB-maatregelen ongeveer 0-7 €/GJ. Dit betekent dat sommige warmtenetten geen kostenstijging ondervinden, terwijl andere warmtenetten een stijging van de leveringskosten tot 22% kunnen zien.

Figuur 4-2 Maximale stijging kosten warmtelevering door ETS2 in 2028 in €/GJ



Bron: Trinomics & Blueterra berekeningen o.b.v. RVO data
**Profiel 1 is volledig aardgasvrij*

4.2.3. Impact ETS2 en bijmengverplichting op kosten warmtebedrijven

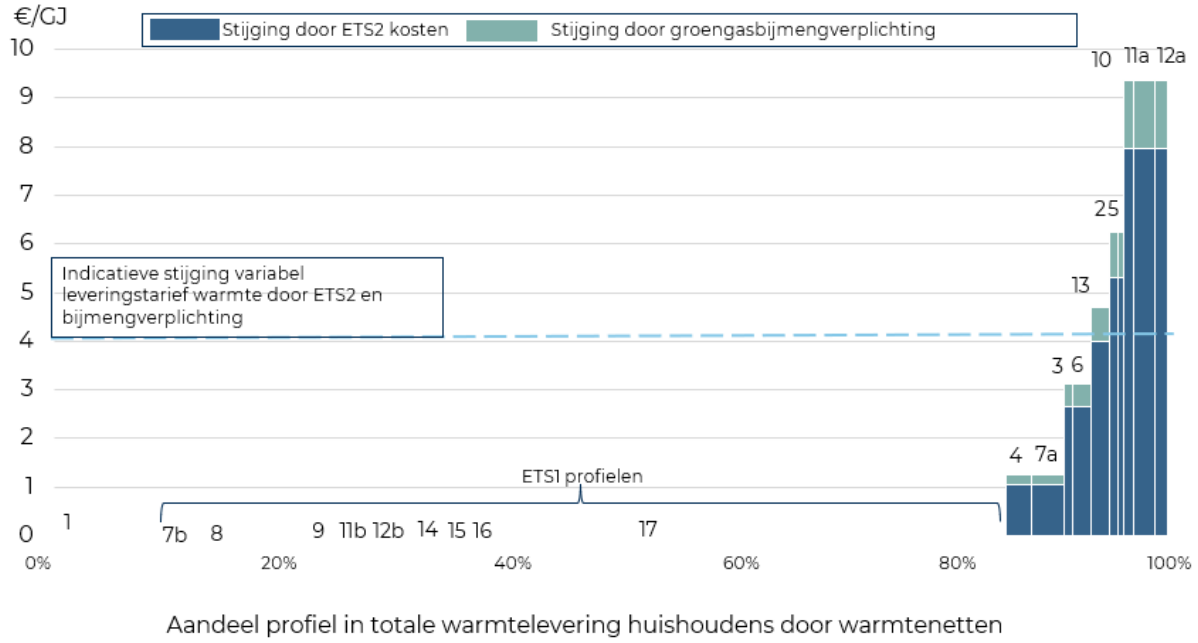
ETS2 en de bijmengverplichting leiden voor alle warmtenetprofielen met aardgasverbruik die onder ETS2 vallen tot hogere leveringskosten, dezelfde 15% van de warmtelevering als voor alleen ETS2. Profielen die geen aardgas gebruiken of volledig onder ETS1 vallen ondervinden ook geen kostenstijging als gevolg van de bijmengverplichting groen gas. Figuur 4-3 toont de resultaten voor 2028 bij een ETS2-prijs van 59 €/tCO_2 en meerkosten van de bijmengverplichting van 0,02 €/m^3.

De gecombineerde impact volgt hetzelfde patroon als de impact van alleen ETS2. Dezelfde profielen worden geraakt en de verdeling over de sector blijft gelijk. De bijmengverplichting vergroot de kostenstijging voor de getroffen profielen, maar verandert niet welke profielen worden geraakt of hoe zij zich tot elkaar verhouden. De verdeling van de impact is daarmee als volgt:

- Voor het **85,5%** van de sector is de impact op de warmtekosten geen kostenstijging, omdat deze profielen niet onder ETS2 en de bijmengverplichting vallen of geen gasgebruik hebben.
- Voor **7,6%** van de sector is de kostenstijging **lager dan de stijging van de maximumtarieven** (4 €/GJ):
- Voor **6,9%** van de sector is de kostenstijging **hoger dan de stijging van de maximumtarieven**.

- Binnen deze groep geldt voor **2,9% van de sector** een **negatieve impact**, met een kostenstijging tussen (1 tot 2x de stijging van het maximumtarief) tussen 4 €/GJ en 8 €/GJ.
- Voor drie profielen, samen goed voor **4%** van de warmtelevering, is de impact **substantieel negatief** (meer dan 2x zo hoog is als de stijging van maximumtarief), met een kostenstijging van meer dan 8 €/GJ. Voor de zwaarst getroffen profielen, waaronder profielen 10, 11a en 12a, loopt de gecombineerde kostenstijging op tot circa 9 tot 10 € per GJ.

Figuur 4-3 Maximale stijging kosten warmtelevering door ETS2 en de bijmengverplichting groen gas in 2028 in €/GJ

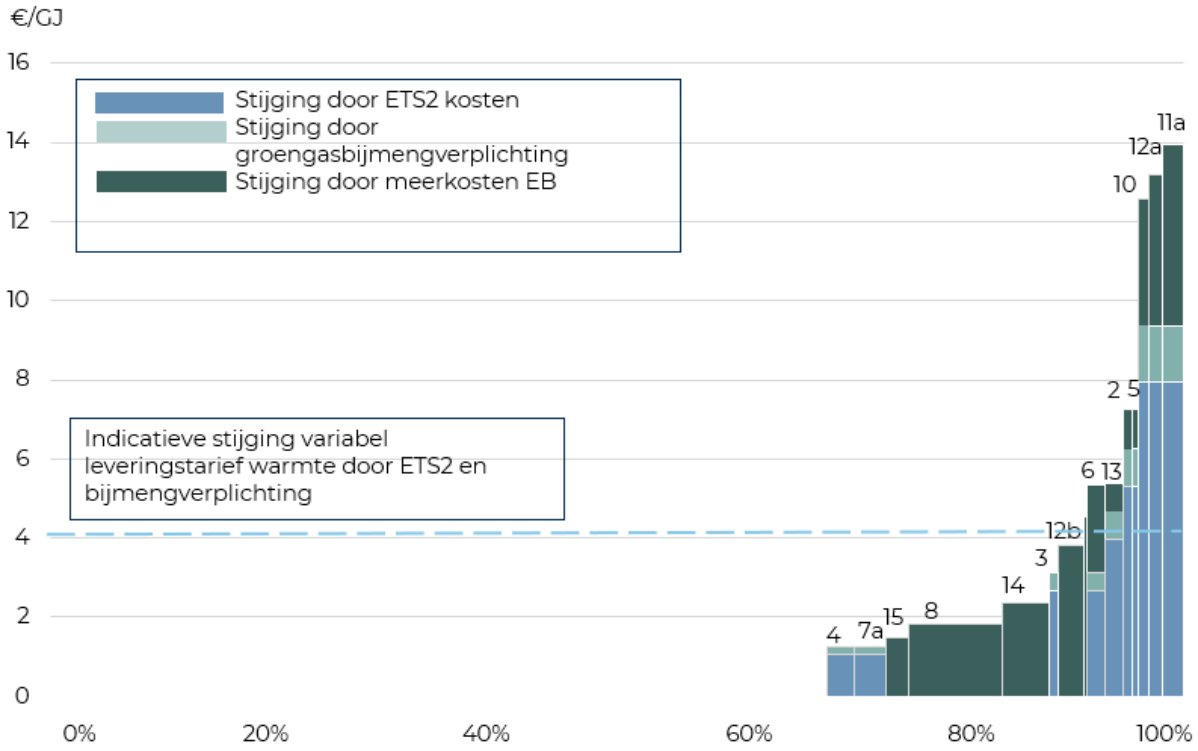


Bron: Trinomics & Blueterra berekeningen o.b.v. RVO data
*Profiel 1 is volledig aardgasvrij

De profielen die het zwaarst worden geraakt in dit onderzoek zijn grotendeels dezelfde als de profielen die het sterkst worden beïnvloed door de energiebelastingmaatregelen uit het vorige onderzoek. Figuur 4-4 illustreert dit patroon. Wanneer de effecten van ETS2, de bijmengverplichting en de energiebelastingwijzigingen samen worden beschouwd, behoren profielen 10 en 12a tot de zwaarst getroffen profielen. Voor deze profielen stapelen de effecten zich op, wat de financiële druk aanzienlijk vergroot. Voor een uitgebreide toelichting op de impact van de energiebelastingmaatregelen wordt verwezen naar Trinomics & Blueterra (2025).[26]

[26] *Trinomics & Blueterra (2025) Warmtenetten & de energiebelasting*

Figuur 4-4 Maximale stijging kosten warmtelevering door ETS2, bijmengverplichting groen gas en meerkosten energiebelasting in 2028 in €/GJ



Bron: Trinomics & Blueterra berekeningen o.b.v. RVO data en Trinomics & Bluterra (2025)

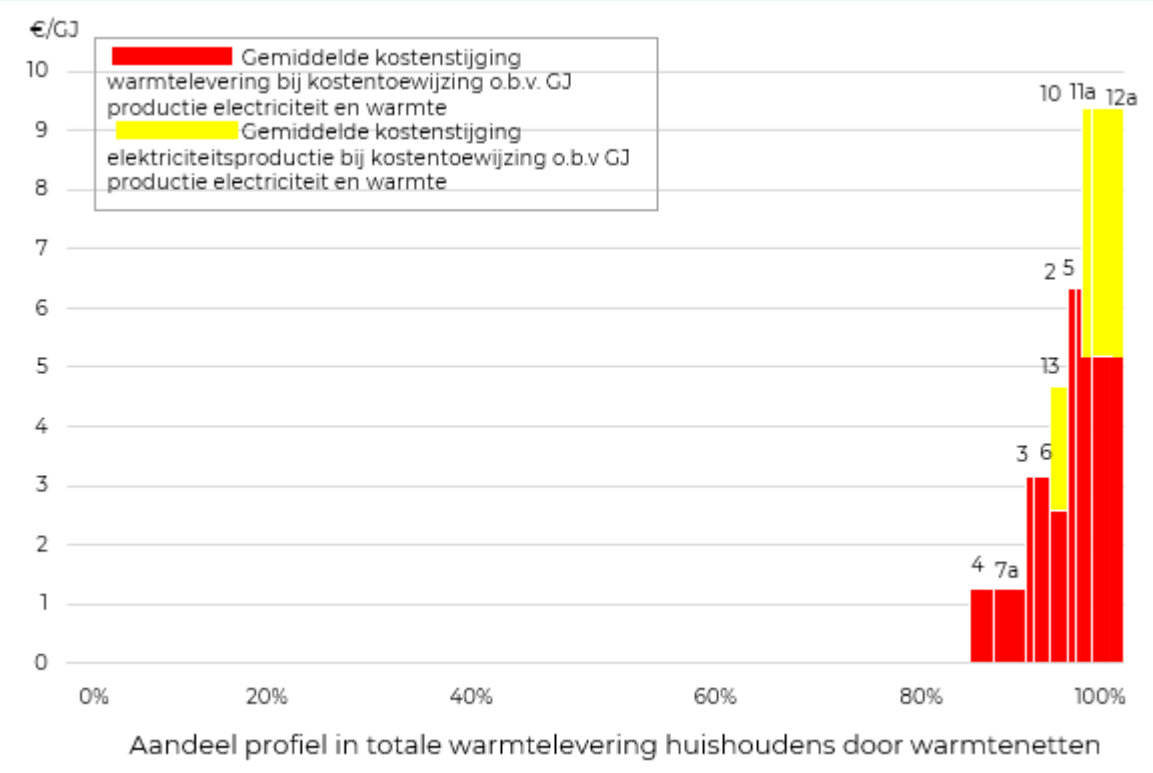
Kader 4-1 Gevoeligheidsanalyse kostentoerekening WKK

In onze analyse worden de volledige ETS2-kosten en kosten van de bijmengverplichting groen gas toegerekend aan warmtelevering. Als gevoeligheid is ook een output-allocatie doorgerekend, waarbij de kostenstijging wordt verdeeld over warmte en elektriciteit op basis van GJ-productie. In Figuur 4-5 is te zien dat deze alternatieve allocatiemethode bij WKK-netten (P10, P11a en P13), ertoe leidt dat een substantieel deel van de kostenstijging van warmtelevering naar elektriciteit verschuift. De andere profielen zijn geen WKK-netten en produceren geen elektriciteit en dus blijven de kosten onder deze methode met name voor P2 en P5 hoog.

De output-allocatiemethode verdeelt de kostenstijging dus anders, maar verandert niets aan de kant van de opbrengsten. Zolang de elektriciteitsprijs niet meestijgt, leidt een andere toerekening niet tot een andere impact op de algehele rentabiliteit van de WKK-netten. De kostentoerekening tussen warmte- en elektriciteitsproductie in een WKK is gebaseerd op de methode uit ETS1, waarbij de brandstofverdeling wordt bepaald op basis van de het thermisch rendement en het elektrisch rendement van de WKK. [27]

[27] Europese Commissie (2018) Gedelegeerde Verordening (Eu) 2019/331

Figuur 4-5 Kostenstijging ETS2 en bijmengverplichting per GJ warmte en elektriciteit (€/GJ, 2028)



Bron: Trinomics & Blueterra berekeningen o.b.v. RVO data en Trinomics & Bluterra (2025)

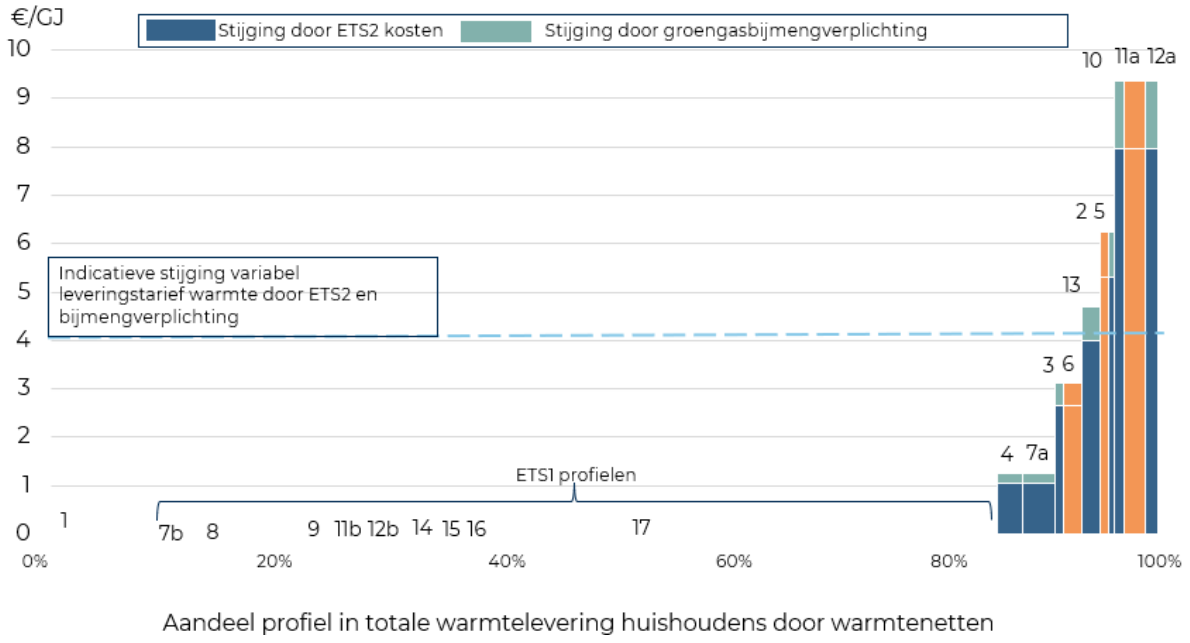
5. Verdiepende analyse voor drie profielen

Voor de verdieping van de sectoranalyse zijn drie profielen geselecteerd voor een gedetailleerde impactanalyse. De keuze is gebaseerd op vier typen effecten die uit de sectoranalyse naar voren komen: ETS2-netten met WKK-gasmotor, ETS2-netten zonder WKK met 100% aardgas, ETS2-netten zonder WKK met minder dan 100% aardgas, en netten die niet worden geraakt omdat zij geen gasverbruik hebben of volledig onder ETS1 vallen. Uit elk van de eerste drie groepen is het profiel gekozen met het grootste aandeel warmtelevering aan huishoudens binnen de betreffende groep:

- **Profiel 11a,** een klein warmtenet dat 100% aardgasgedreven is, met gasmotor WKK en gasketel (circa 2.000.000 m^3 aardgasverbruik). Dit profiel behoort tot de zwaarst getroffen profielen binnen de sector en heeft het grootste aandeel warmtelevering binnen de WKK-gasmotorgroep die onder ETS2 valt.
- **Profiel 2,** een klein warmtenet dat 100% aardgasgedreven is, met gasketel (circa 100.000 m^3 aardgasverbruik). Dit profiel ondervindt een significante kostenstijging en heeft het grootste aandeel warmtelevering binnen de zwaarst getroffen niet-WKK-netten.
- **Profiel 6,** een klein warmtenet dat 50% aardgasgedreven is, met gasketel (circa 100.000 m^3 aardgasverbruik) en een duurzame warmtebron (zoals restwarmte of biomassa).

De vierde groep, netten zonder gasverbruik of volledig onder ETS1, is buiten beschouwing gelaten omdat de impact de impact van ETS2 en de bijmengverplichting voor deze netten nihil is.

Figuur 5-1 Gekozen profielen voor de verdiepende analyse



5.1. Profiel 11a

Warmtenetten van profiel 11a zijn relatief kleinere netten op wijkniveau die tussen eind jaren '90 en eind jaren '00 zijn aangelegd. Tabel 5-1 vat de belangrijkste kenmerken samen die zijn aangehouden in de verdiepende analyse voor profiel 11a.

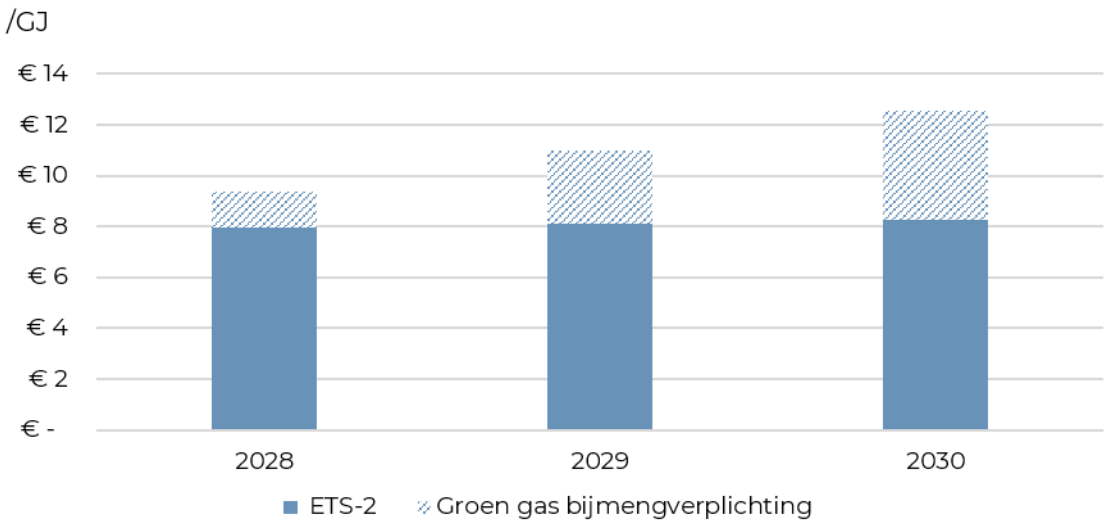
Tabel 5-1 Warmtenetprofiel 11a

Kenmerken	
Basis en pieklast	WKK (gasmotor)
Pieklast	Aardgasketel
Grootte	1 000 aansluitingen
Aardgasverbruik	2 000 000 m^3
Aandeel kleinverbruik	90%
Temperatuurniveau	Hoge Temperatuur (90˚C)
Warmtelevering	33 000 GJ
Aandeel duurzame opwek	0%
CO_2-emissiefactor	90 kg CO_2/GJ[28]
Aantal warmtenetten in profiel	10

Impact op kosten

Profiel 11a is één van de profielen waarvoor de impact van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas het grootst is. ETS2-kosten zorgen voor een stijging van 8,0 €/GJ in 2028 licht oplopend naar 8,3 €/GJ in 2030 ten opzichte van de huidige situatie. De kostenstijging inclusief de impact van de bijmengverplichting groen gas loopt op tot meerkosten van 9,4 €/GJ in 2028 tot 12,6 €/GJ in 2030. Het figuur hieronder laat de impact per jaar zien.

Figuur 5-2 Impact van ETS2 en bijmengverplichting Profiel 11a



De kostenstijging per geleverde GJ warmte is omgerekend naar absolute meerkosten door deze te vermenigvuldigen met het jaarlijkse warmtevolume waarop de kostenstijging betrekking heeft. Voor profiel 11a leidt dit tot absolute meerkosten van 209.000 euro in 2028 en 217.000 euro in 2030 voor

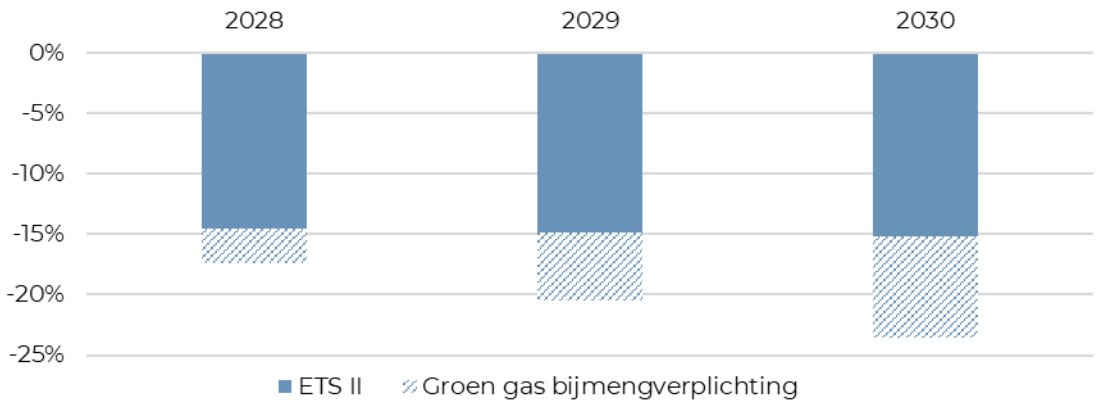
[28] *Deze uitstoot is gebaseerd op de berekening volgens methode Harmelink met de genoemde uitgangspunten. De methode Harmelink is de rekenmethode waarop de uitstoot van CO_2 in de Wcw wordt bepaald. Hierbij is uitgegaan van de categorisering WKK zonder derving.*

ETS2. Inclusief de bijmengverplichting groen gas bedragen de absolute meerkosten 245.000 euro in 2028 en 329.000 euro in 2030.

Impact op brutomarge

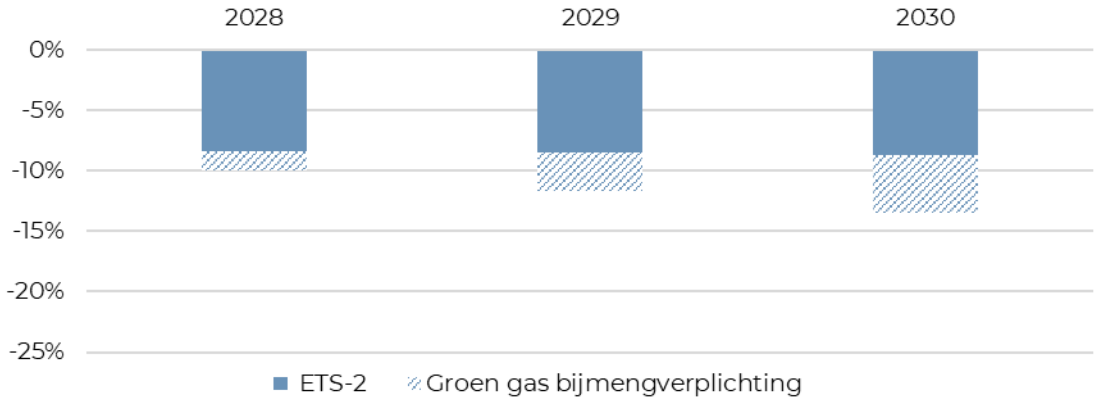
Als het warmtetarief niet wordt verhoogd, werkt de kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting groen gas direct door in de brutomarge van profiel 11a. In dit geval stijgen de variabele productiekosten, terwijl de warmteopbrengsten gelijk blijven. De invoering van ETS2 leidt dan tot een negatieve impact op de brutomarge van circa 15%. Inclusief de bijmengverplichting groen gas bedraagt de negatieve impact circa 17% in 2028, oplopend tot circa 23% in 2030.

Figuur 5-3 Impact op brutomarge Profiel 11a, ETS2 ***niet*** *in maximaal leveringstarief*



Als wel wordt gecorrigeerd via het variabele maximum leveringstarief—conform de huidige tariefsystematiek—kan een deel van de kostenstijging gecompenseerd worden door hogere leveringstarieven te hanteren. De negatieve impact op de brutomarge neemt daardoor af, maar verdwijnt niet volledig. Voor profiel 11a resteert in 2028 nog steeds een negatieve impact van circa 10% op de brutomarge. Dit komt doordat de kostenstijging per geleverde GJ warmte hoger uitvalt dan de stijging van het maximumtarief—en daarmee de stijging in leveringstarief die ze mogen hanteren, onder meer door warmteverliezen en de WKK-specifieke kostentoerekeningsmethode aan warmtelevering.

Figuur 5-4 Impact op brutomarge Profiel 11a, ETS2 ***wel*** *in maximaal leveringstarief*

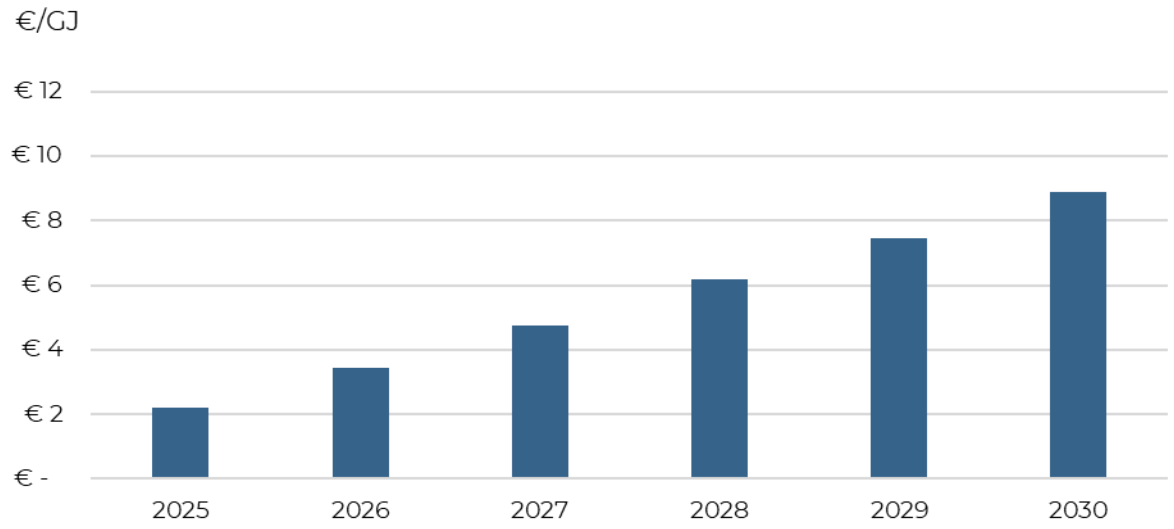


Impact van energiebelastingmaatregelen

Naast ETS2 en de bijmengverplichting wordt dit profiel ook geraakt door eerdere energiebelastingmaatregelen (EB-maatregelen). Dit betreft de tariefstijgingen in 2024 en 2025 en de aanpassing van de WKK-vrijstelling. Hierdoor stapelen meerdere beleidskosten op hetzelfde profiel. In 2028 bedragen de meerkosten door deze energiebelastingmaatregelen circa 6,2 €/GJ, oplopend tot 8,9 €/GJ in 2030. Deze kosten komen boven op de effecten van ETS2 en de

bijmengverplichting. Voor profiel 11a bedraagt het gecombineerde effect in 2028 circa 15,65 €/GJ. De onderliggende analyse van de energiebelastingmaatregelen is uitgewerkt in Trinomics & BlueTerra (2025).

Figuur 5-5 Impact van kostenstijging door energiebelastingstijging en aanpassing WKK-vrijstelling



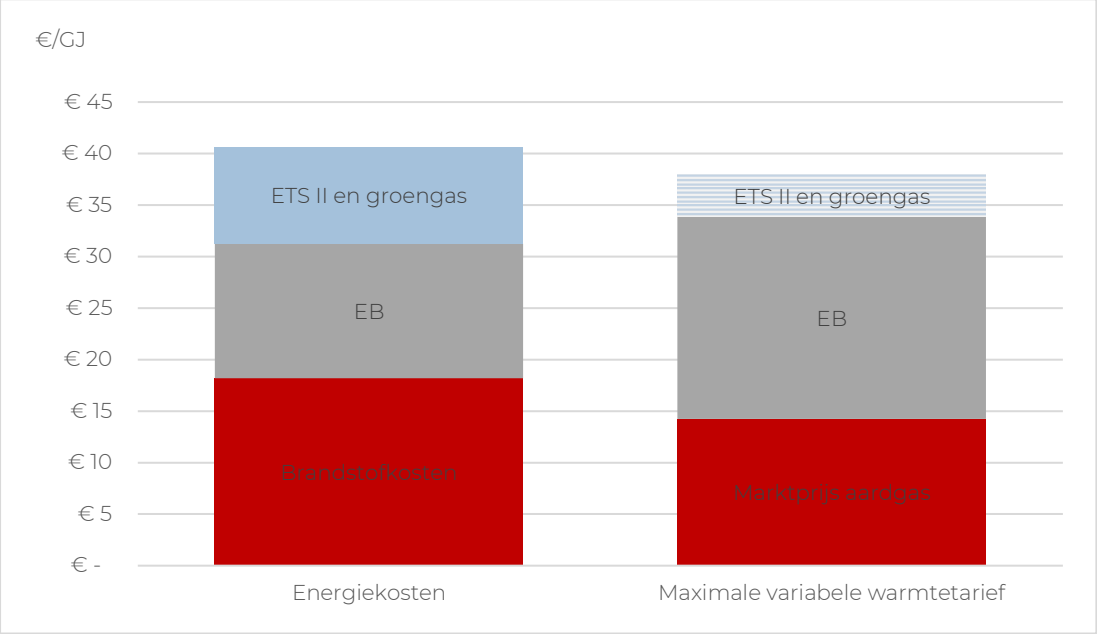
Warmteopbrengsten versus warmtekosten

Door de invoering van ETS2 en de bijmengverplichting voor groen gas nemen de variabele energiekosten voor dit warmteprofiel toe. In Figuur 5-6 zijn deze variabele kosten voor warmteproductie afgezet tegen het maximaal toegestane variabele warmtetarief volgens de NMDA-systematiek.

Bij de interpretatie van deze vergelijking is van belang dat dit profiel gebruik maakt van een WKK-installatie. De WKK produceert naast warmte ook elektriciteit, waardoor de netto kosten van warmtelevering niet alleen worden bepaald door de gas-, ETS2- en groengaskosten, maar ook door de opbrengsten uit elektriciteitsverkoop. In onderstaande Figuur 5-6 zijn de brandstofkosten gecorrigeerd voor de elektriciteitsopbrengsten.

Afhankelijk van de elektriciteitsopbrengsten kan voor dit profiel de situatie ontstaan dat de netto variabele energiekosten hoger zijn dan de variabele warmteopbrengsten. Figuur 5-6 laat zien, na correctie voor de opbrengsten uit elektriciteitsverkoop, de situatie kan ontstaan dat de variabele energiekosten per geleverde GJ warmte hoger zijn dan het maximaal door te berekenen variabele warmtetarief. Dit geldt zowel in de situatie waarin ETS2 en de bijmengverplichting groen gas wel, als in de situatie waarin deze niet worden meegenomen in het NMDA-tarief. Hierdoor ontstaat een structurele spanning tussen de variabele kosten van warmteproductie en de maximaal toegestane variabele tariefruimte binnen de NMDA-systematiek. Voor dit type warmtenet betekent het dat een hogere warmteafzet niet automatisch leidt tot een verbetering van de rentabiliteit.

Figuur 5-6 Variabele energiekosten voor warmteproductie afgezet tegen het maximaal toegestane variabele warmtetarief (NMDA), in EUR/GJ geleverde warmte in 2028



Impact ten opzichte van andere factoren

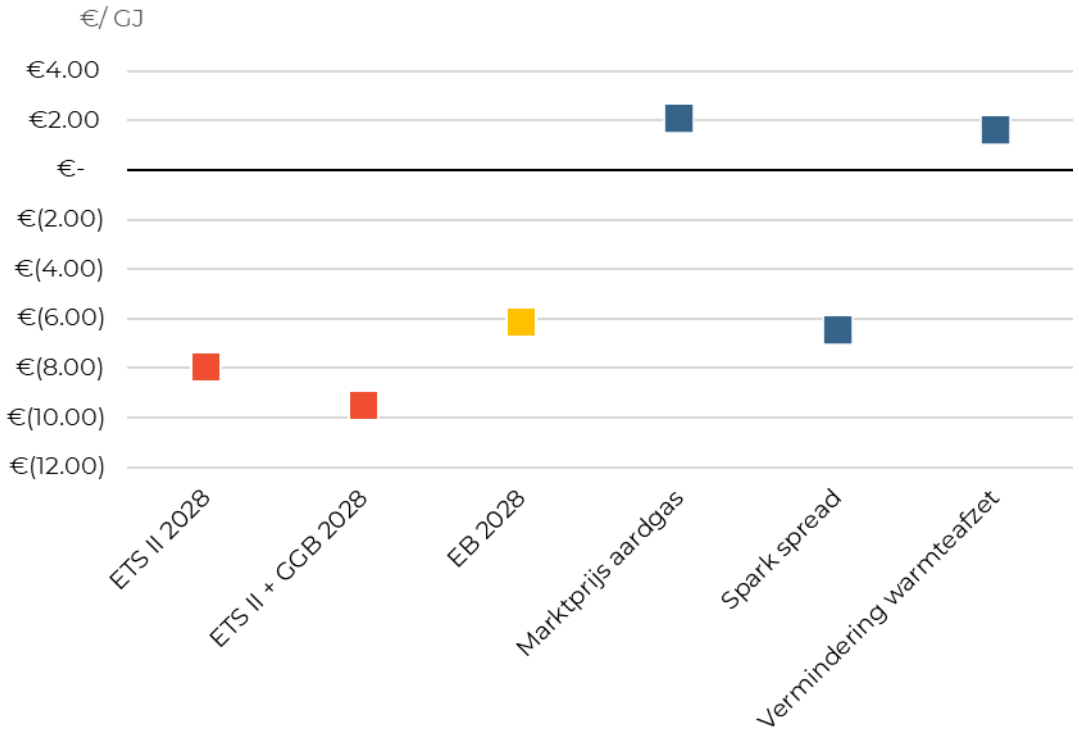
Naast de impact van ETS2, de bijmengverplichting groen gas en de EB-maatregelen zijn er nog andere factoren die impact hebben op de brutomarge van dit type warmtenet. Voor dit type warmtenet gaat het hierbij om de verandering in aardgasprijzen, verandering van de spark spread[29] en de vermindering van de warmteafzet. Ter indicatie van de omvang van de impact van de beleidsmaatregelen geeft Figuur 5-7 de mogelijke impact weer van veranderingen in deze externe factoren als één daarvan wijzigt. Voor elk datapunt is dezelfde basis gebruikt: maximumtarief in 2025, jaarverbruik van 33 GJ, en overige variabelen onveranderd. Ieder punt in Figuur 5-7 geeft vervolgens de netto impact op de brutomarge weer (opbrengsten minus kosten) bij wijziging van één kostenfactor. De impact op de brutomarge zijn hierbij indicatief en gebaseerd op inschattingen van de mogelijke verandering in de kostenfactoren tussen 2026 en 2030:

- **Marktprijs aardgas:** een verlaging van de marktprijs van 0,14 €/m^3, waardoor het maximumtarief en daarmee de opbrengst zal afnemen met 4,8 €/GJ;
- **Spark spread:** een daling van de elektriciteitsinkomsten voor warmtevraaggestuurde WKK's met 50 €/MWh;
- **Vermindering warmteafzet:** aanname dat de warmtevraag met 10% afneemt.

Zie Bijlage B voor de toelichting op en gebruikte bronnen voor het bepalen van deze kostenfactoren.

[29] *Spark spread is het prijsverschil tussen de marktwaarde van de opgewekte elektriciteit en de variabele kosten van de aardgasinput die nodig is om die elektriciteit te produceren.*

Figuur 5-7 Verandering brutomarge warmtelevering in 2028 door ETS2 en groen gas bijmengverplichting (GGB) vs. impact van andere mogelijke ontwikkelingen (in €/GJ)



Per saldo resulteert de aangenomen daling van de marktprijs voor aardgas richting 2028 in een licht positief effect op de brutomarge. Binnen de NMDA-systematiek leidt een lagere gasprijs weliswaar tot lagere warmtetarieven, aangezien deze zijn gekoppeld aan de ontwikkeling van de gasprijs. Tegelijkertijd nemen ook de brandstofkosten voor warmteproductie af, met als nettoresultaat een lichte stijging van de brutomarge.

De verwachte ontwikkeling van de spark spread voor dit type warmtenet heeft een substantiële negatieve impact op de brutomarge. Als gevolg van de aangenomen ontwikkeling van de spark spread neemt de bijdrage van elektriciteitsopbrengsten aan de dekking van de kosten af. Hierdoor kan de brutomarge voor dit type warmtenet aanzienlijk dalen, ook los van de effecten van ETS2 en de bijmengverplichting.

Daarnaast leidt, bij onze aannames, een afname van de warmteafzet in dit profiel tot een stijging van de brutomarge. Dit komt doordat de variabele energiekosten per GJ hoger zouden kunnen komen te liggen dan de maximaal toegestane variabele opbrengsten binnen de NMDA-systematiek. Hierdoor wordt bij een lagere afzet minder warmte geproduceerd tegen een negatieve variabele marge, wat resulteert in een verbetering van de totale brutomarge (zie ook de vorige sectie *warmteopbrengsten versus warmtekosten).*

Sensitiviteitsanalyse

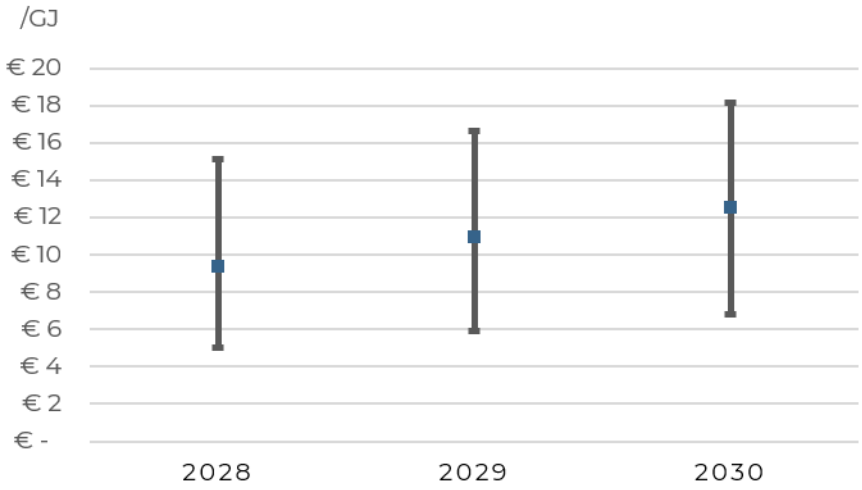
De kostenimpact van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas is op dit moment nog onzeker. Dit is ook zo beschreven in Tabel 4-1. Om deze onzekerheid te adresseren is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd in Figuur 5-8 is uitgegaan van een laag en hoog scenario voor de kosten van ETS2 en groen gas. Uitgangspunten hiervoor zijn beschreven in Tabel 4-1[30] variërend van circa 5 €/GJ tot 15 €/GJ in 2028.

De analyse laat zien dat deze bandbreedte leidt tot een zeer uiteenlopende impact op de kosten van circa 5 €/GJ tot 15 €/GJ in 2028. Daarmee kan de impact op de kosten 50% hoger uitvallen of

[30] *Hierbij geldt voor de bijmengverplichting in het basisscenario al de maximale impact is aangehouden. Deze impact is ook meegenomen in het hoge scenario.*

50% lager. De grafiek onderstreept daarmee dat de financiële uitkomst sterk gevoelig is voor de ontwikkeling van ETS2-prijzen en de bijmengverplichting groen gas, en dat deze onzekerheid een extra complexiteit vormt voor de warmtebedrijven met dit type warmtenetten.

Figuur 5-8 Gevoeligheidsanalyse ETS2 en bijmengverplichting



Mogelijkheden voor mitigatie kostenverhoging

De mogelijkheden om met de huidige installaties de kostenimpact te beperken binnen dit warmteprofiel zijn zeer beperkt. De bijmengverplichting groen gas werkt direct door in het volledige aardgasverbruik en raakt daarmee zowel de inzet van gasketels als van WKK-installaties. Anders dan bij energiebelastingmaatregelen zoals die in Trinomics & Blueterra (2025) [31] zijn onderzocht, zijn er geen schijfeffecten of vrijstellingen die de impact kunnen dempen.

Operationele optimalisatie biedt slechts beperkt mogelijkheden voor vermijden van de kostenverhoging. Een verschuiving tussen de inzet van een WKK naar gasketels voor warmtelevering kan in specifieke situaties enige kostenimpact dempen, maar leidt niet tot een structurele reductie van de onderliggende kosten. Daarbij wordt de ruimte voor optimalisatie verder beperkt door het 50 procent vereiste binnen de stadsverwarmingsregeling. Wanneer onvoldoende warmte wordt geproduceerd uit kwalificerende bronnen, waaronder WKK-warmte, kan het warmtenet buiten de stadsverwarmingsregeling vallen en wordt het blokverwarmingstarief relevant, wat weer tot hogere kosten onder de energiebelasting leidt. Hierdoor kan het warmtebedrijf de WKK inzet niet zonder meer verlagen ten gunste van gasketels, ook niet wanneer dat operationeel of kostentechnisch tijdelijk aantrekkelijk lijkt. In de praktijk resteert daarmee vooral beperkte operationele sturing, zonder wezenlijke invloed op de kostenstructuur.

Daarnaast zijn de mogelijkheden om kosten door te berekenen beperkt. Warmtebedrijven leveren bij dit type warmtenet het merendeel van de warmte aan huishoudens. Hierdoor kunnen zij kostenstijgingen slechts voor een beperkt deel doorleggen aan andere warmteafnemers, oftewel grootverbruikers, door contractuele afspraken. Dit betekent dat een groot deel van de kostenstijging direct ten laste komt van het warmtebedrijf.

[31] *Trinomics & Blueterra (2025) Warmtenetten & de energiebelasting*

Kostenbesparingen op beheer en onderhoud kunnen op korte termijn verlichting bieden, maar vergroten de operationele risico's. In reactie op een verslechterde financiële positie kan worden gestuurd op het reduceren van operationele kosten, bijvoorbeeld door het uitstellen van niet kritisch of preventief onderhoud en het versoberen van servicecontracten. Hoewel dit op korte termijn kosten bespaart, vergroot het risico op storingen en kan het leiden tot een verslechtering van systeemprestaties en leveringszekerheid.

Mogelijkheden voor verduurzaming

De kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting vergroot de prikkel om aardgasverbruik te reduceren, maar het handelingsperspectief is voor dit type warmtenet vaak beperkt[32]. In theorie kan de impact worden verminderd door aardgasgestookte warmteproductie te vervangen door duurzame bronnen of door de warmtevraag en warmteverliezen te beperken. In de praktijk is verduurzaming bij dit profiel echter niet altijd op korte termijn realiseerbaar. Dit komt door een samenloop van technische, ruimtelijke, economische en systeemmatige beperkingen.

Een belangrijke beperking voor verduurzaming betreft de beschikbaarheid van netcapaciteit. Veel duurzame alternatieven voor gasgestookte warmteproductie, zoals grootschalige warmtepompen of e-boilers, vereisen een aanzienlijke elektriciteitsvraag. In de praktijk is de benodigde transportcapaciteit op het elektriciteitsnet op veel locaties niet beschikbaar, of slechts tegen lange doorlooptijden en hoge kosten. Dit betekent dat elektrificatie als verduurzamingsroute vaak niet direct realiseerbaar is, ook wanneer deze technisch passend zou zijn.

Ook de beperkte schaal van dit type warmtenet maakt kapitaalintensieve verduurzamingsopties relatief moeilijk rendabel. Netten in dit profiel zijn relatief klein, waardoor investeringen in kapitaalintensieve duurzame bronnen, zoals geothermie, aquathermie of restwarmtebenutting, economisch moeilijk rendabel te maken zijn. Deze technieken vergen hoge initiële investeringen en kennen doorgaans een lange terugverdientijd, die alleen haalbaar is bij voldoende afzetvolume en hoge benuttingsgraden. Bij kleinere netten ontbreekt deze schaal vaak, waardoor de kosten per geleverde GJ relatief hoog uitvallen.

Daarnaast vormt ruimtelijke inpassing een structurele belemmering. Bestaande installaties, zoals WKK-installaties en gasketels, zijn veelal optimaal ingepast binnen de beschikbare ruimte en voldoen aan bestaande geluids- en milieunormen. Duurzame alternatieven vragen vaak om andere configuraties, grotere installaties of aanvullende voorzieningen, zoals warmtebuffers of transformatorstations. In stedelijke of dichtbebouwde gebieden is de benodigde ruimte vaak niet beschikbaar, of zijn er beperkingen vanuit regelgeving en vergunningstrajecten.

Wel zijn er energiebesparingsmaatregelen die in sommige situaties haalbaar kunnen zijn. Het beperken van warmteverliezen kan bijvoorbeeld een relatief kansrijke route zijn, omdat hiermee het benodigde aardgasverbruik daalt zonder dat direct een volledig nieuwe warmtebron nodig is. Denk aan optimalisatie van aanvoertemperaturen, betere regeling, isolatie van leidingen, lekdetectie en aanpassingen in de netconfiguratie. De potentie hiervan verschilt per net en is vaak begrensd, maar kan wel bijdragen aan verlaging van de variabele kosten en emissies.

Ook aansluiting op of overname door een groter warmtenet kan in sommige gevallen een verduurzamingsroute zijn, al is dit slechts beperkt mogelijk. Wanneer een klein gasgestookt net fysiek kan worden gekoppeld aan een groter net met toegang tot duurzamere bronnen, kan de impact van ETS2 en de bijmengverplichting worden vermeden. Dit is echter slechts voor mogelijkheid voor een beperkt aantal netten waarbij een connectie met een groter warmtenet een mogelijkheid is.

[32] *Zie ook: Impact broeikasgassennormering van de Wcw op warmtenetten (Greenvis, 2024) dat ingaat op de verduurzamingsmogelijkheden van verschillende type warmtenetten*

Impact op snelheid van verduurzaming

Voor netten in profiel 11 geldt reeds een aanzienlijke verduurzamingsopgave vanuit de CO_2 norm voor warmtenetten. De huidige gemiddelde emissiefactor van circa 90 kg CO_2 per GJ van dit type net maakt dat er een zeer forse reductie nodig is om de norm van 25 kg CO_2 per GJ in 2030 te behalen. Dit betekent dat er reeds een sterke autonome prikkel tot verduurzaming aanwezig is. Warmtebedrijven hebben daarmee al een duidelijke noodzaak om het aardgasgebruik substantieel te reduceren en alternatieve warmtebronnen te ontwikkelen.

De additionele prikkel vanuit ETS2 en de bijmengverplichting groen gas leidt in dit kader niet tot een wezenlijke versnelling van verduurzaming. De maatregel verhoogt weliswaar de kosten van aardgasgebruik en daarmee in theorie de business case van duurzame bronnen. De verbeterde business case geldt echter slechts voor een paar jaar doordat in fase 2 een kostengebaseerde tariefregulering gaat gelden. In die fase zullen warmtebedrijven waarschijnlijk een deel van de meerkosten in een tariefverhoging kunnen verhalen. Dit maakt dat deze margedaling maar tijdelijk zal zijn. Verduurzamingsmaatregelen vereisen doorgaans meerdere jaren voorbereiding, besluitvorming, vergunningverlening, financiering en realisatie. Daardoor is het niet realistisch dat deze tijdelijke prikkel al in 2028 tot gerealiseerde verduurzamingsmaatregelen leidt. Voor maatregelen die daarna worden gerealiseerd heeft de kostenverhoging voor aardgas geen of zeer beperkte impact op de business case.

In plaats daarvan leidt de maatregel voor dit type warmtenet tot een verdere verslechtering van de financiële positie van warmtebedrijven. Hierdoor neemt de beschikbare investeringscapaciteit af, terwijl deze noodzakelijk is om op termijn de vereiste verduurzamingsslag te realiseren als hiervoor mogelijkheden zijn. De bijmengverplichting groen gas en ETS2 fungeren voor de warmtesector beperkt als prikkel, maar vergroten, gedurende fase 1 van de WCW, de spanning tussen de verduurzamingsopgave en de financiële haalbaarheid ervan.

Impact op strategische keuzes

Op langere termijn leidt de combinatie van stijgende kosten, druk op de brutomarge en reguleringsonzekerheid vooral tot scherpere portfoliosturing. Veel warmtebedrijven met netten in dit profiel beheren ook andere warmtenetten, waardoor de impact op de totale bedrijfsvoering deels wordt gedempt. Dit betekent echter ook dat warmtebedrijven hun investeringsmiddelen en projectcapaciteit selectiever zullen inzetten. Netten met grotere schaal, betere bronopties of een robuustere businesscase zullen eerder prioriteit krijgen dan kleinere gasgestookte netten met beperkte verduurzamingsmogelijkheden.

Voor netten in dit profiel ligt beheer op continuïteit daardoor meer voor de hand dan actieve groei. De strategische focus verschuift naar leveringszekerheid, noodzakelijk onderhoud en beperkte optimalisatie, terwijl uitbreiding of grootschalige herontwikkeling minder aantrekkelijk wordt. Voor veel warmtenetten in dit profiel waren uitbreidingsplannen al beperkt door de beschikbare broncapaciteit, de financiële positie en de complexiteit van het inpassen van nieuwe duurzame bronnen zoals hierboven benoemd. De extra kostendruk vanuit ETS2, de bijmengverplichting en eerdere energiebelastingmaatregelen vergroot deze terughoudendheid.

Daarnaast kan doorwerking in het NMDA-tarief de overstapbereidheid van gebruikers verminderen. Als ETS2 en de bijmengverplichting geheel of gedeeltelijk leiden tot hogere warmtetarieven, kan warmte via warmtenetten minder aantrekkelijk worden ten opzichte van individuele alternatieven. Dit kan uitbreiding van warmtenetten bemoeilijken, ook wanneer de kostenstijging voor warmtebedrijven zelf deels via het tarief wordt gecompenseerd.

Beleids- en reguleringsonzekerheid versterken de terughoudendheid bij langjarige keuzes. Omdat dit type net onder de Wet collectieve warmte als klein warmtenet wordt geclassificeerd, is onzeker wanneer en in welke mate kostenstijgingen in toekomstige tarieven kunnen worden verwerkt. Ook de overgang naar kostengebaseerde tariefregulering maakt onzeker hoe tijdelijke

prijsprikkels en toekomstige kostenvergoeding uitwerken. Hierdoor zullen warmtebedrijven eerder kiezen voor risicobeperking en voorbereiding dan voor onomkeerbare investeringen.

Uiteindelijk resulteert de combinatie van de bovengenoemde factoren in een verschuiving naar snel toe te passen maatregelen met relatief beperkte risico's. Denk aan verlaging van het temperatuurregime, reductie van warmteverliezen, betere monitoring, optimalisatie van de WKK-inzet en voorbereiding op toekomstige bronkoppelingen. Deze maatregelen kunnen het aardgasverbruik beperken. Grotere stappen, zoals elektrificatie, restwarmtebenutting of koppeling aan een groter warmtenet, blijven afhankelijk van lokale omstandigheden, infrastructuur en investeringsruimte.

5.2. Profiel 2

Profiel 2 betreft kleine collectieve netten bij appartementengebouwen veelal gerealiseerd in de jaren '90 of oudere complexen uit de jaren'70 en '80. Tabel 5-2 vat de belangrijkste kenmerken samen die zijn aangehouden in de verdiepende analyse voor profiel 2.

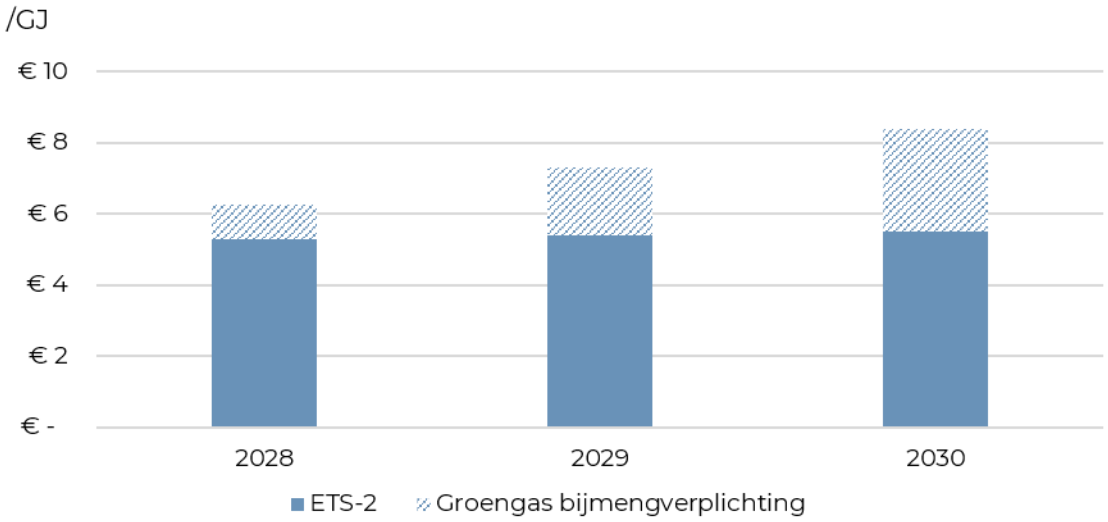
Tabel 5-2 Warmtenetprofiel 2

Kenmerken	
Basis en pieklast	Aardgasketel
Grootte	100 aansluitingen
Aardgasverbruik	100 000 m^3
Aandeel kleinverbruik	95%
Temperatuurniveau	Hoge Temperatuur (90 °C)
Warmtelevering	3 300 GJ
Aandeel duurzame opwek	0%
CO_2-emissiefactor	90 kg CO_2/GJ
Aantal warmtenetten in profiel	59

Impact op kosten

De invoering van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas heeft een relatief grote impact op de kosten van dit warmteprofiel. ETS2 zorgt voor een stijging van 5,3 €/GJ in 2028 licht oplopend naar 5,5 €/GJ in 2030 ten opzichte van de huidige situatie. De kostenstijging is lager dan bij profiel 11a omdat dit profiel geen WKK-installatie heeft, maar uitsluitend warmte produceert met een gasketel. Bij dit profiel is het gasverbruik direct gekoppeld aan warmteproductie. De kostenstijging inclusief de impact van de bijmengverplichting groen gas loopt op tot meerkosten van 6,3 €/GJ in 2028 tot 8,4 €/GJ in 2030. De figuur hieronder laat de impact per jaar zien.

Figuur 5-9 Impact van ETS2 en bijmengverplichting Profiel 2

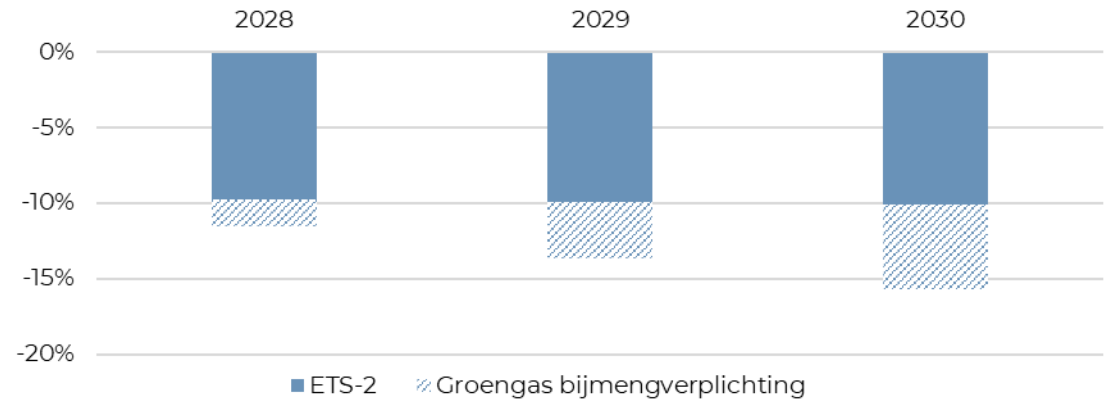


De kostenstijging per geleverde GJ warmte is omgerekend naar absolute meerkosten door deze te vermenigvuldigen met het jaarlijkse warmtevolume waarop de kostenstijging betrekking heeft. Voor dit profiel leidt dit tot absolute meerkosten van 10.400 euro in 2028 en 10.900 euro in 2030 voor ETS2. Inclusief de bijmengverplichting groen gas bedragen de absolute meerkosten 12.300 euro in 2028 en 16.500 euro in 2030.

Impact op brutomarge

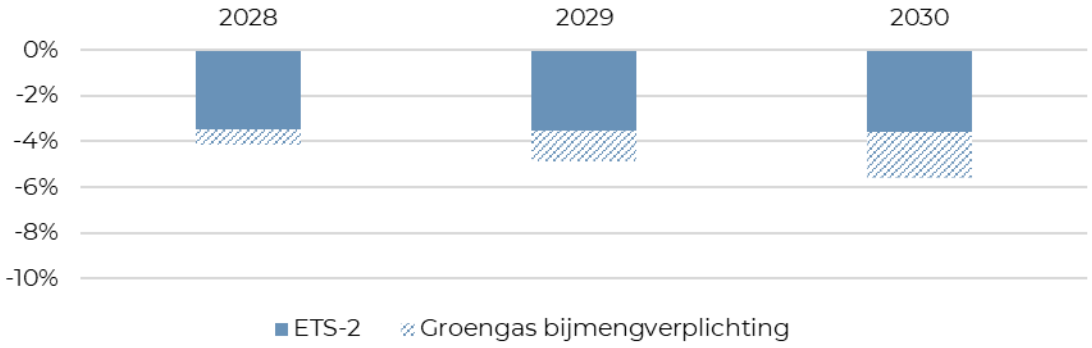
Als het warmtetarief niet wordt verhoogd, werkt de kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting groen gas direct door in de brutomarge. In dat geval stijgen de variabele productiekosten, terwijl de warmteopbrengsten gelijk blijven. De invoering van ETS2 leidt dan tot een negatieve impact op de brutomarge van circa 10%. Inclusief de bijmengverplichting groen gas bedraagt de negatieve impact circa 12%, oplopend tot circa 15% in 2030.

Figuur 5-10 Impact op brutomarge Profiel 2, ETS2 niet in maximaal leveringstarief



Het meenemen van ETS2 en de impact van de bijmengverplichting groen gas in het variabele maximale leveringstarief vermindert de negatieve impact op de brutomarge. In dat geval kunnen warmtebedrijven een groot deel van de stijgende variabele kosten via hogere leveringstarieven doorberekenen aan kleingebruikers. Dit betekent echter niet dat de impact volledig wordt geneutraliseerd. Er is alsnog sprake van een vermindering van de brutomarge van 3 tot 4% in 2028 en een vermindering van circa 6% in 2030. Warmteverliezen in het warmtenet zijn hierbij de belangrijke factor.

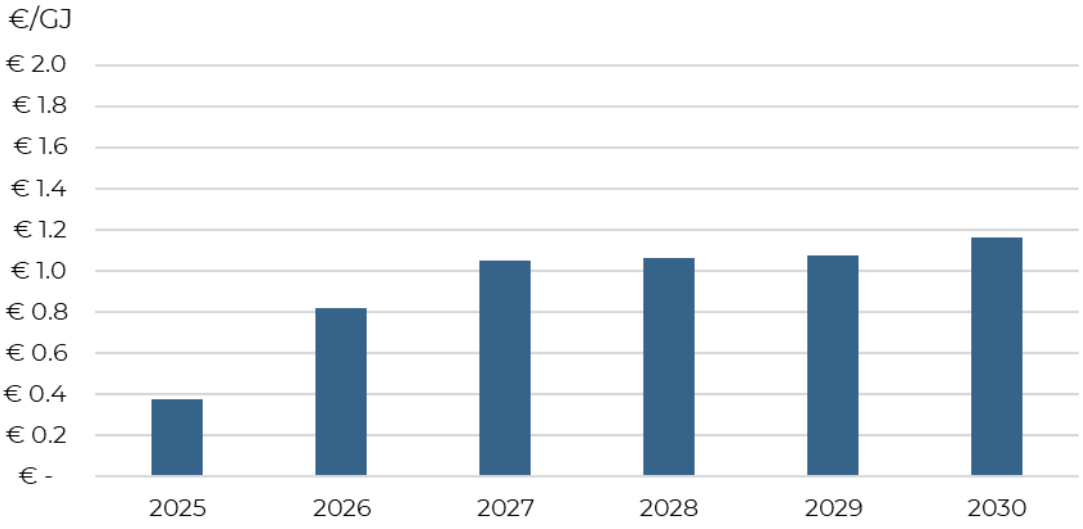
Figuur 5-11 Impact op brutomarge Profiel 2, ETS2 wel in maximaal leveringstarief



Impact van energiebelastingmaatregelen

Dit type warmtenet ondervindt impact van de energiebelastingverhoging in schijf 1 en 2 die vanaf 2025 die niet langer wordt meegenomen in het maximale leveringstarief. De netto-kosten voor dit type warmtenet nemen daardoor beperkt toe per jaar met in totaal 1,1 €/GJ in 2028. Deze impact is relatief klein vergeleken met de impact van de ETS2 en de bijmengverplichting groen gas. Het gecombineerde effect op de netto-kosten van dit warmtenet bedraagt daarmee 6,4 €/GJ in 2028.

Figuur 5-12 Impact van kostenstijging door energiebelastingstijging en aanpassing WKK-vrijstelling

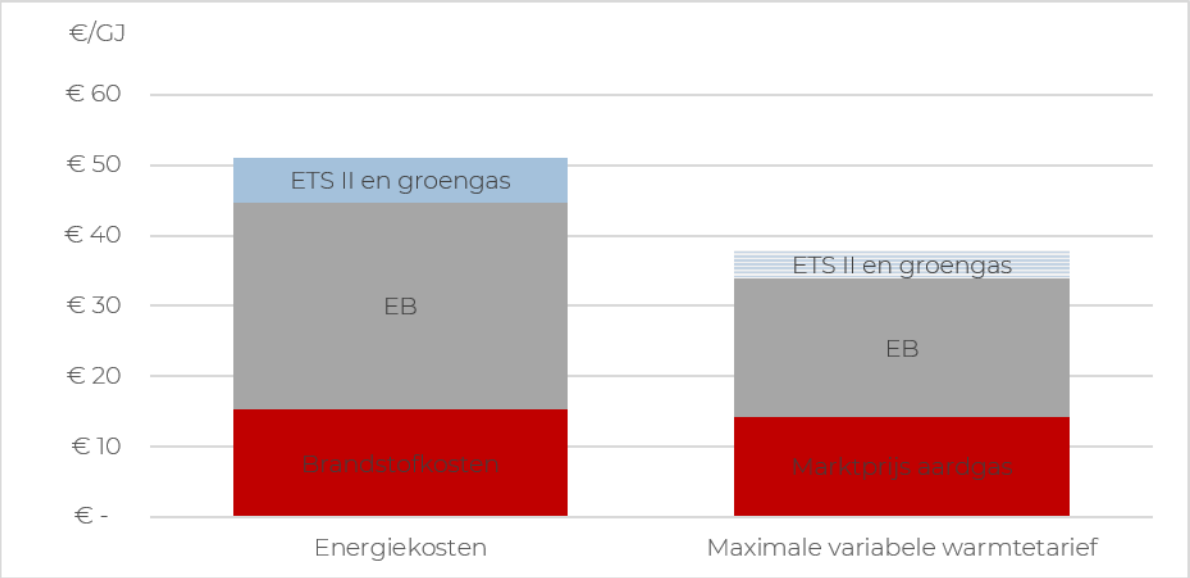


Warmteopbrengsten versus warmtekosten

De variabele opbrengsten uit het warmtetarief zijn in de huidige situatie al onvoldoende om de variabele energiekosten van warmteproductie te dekken. In Figuur 5-13 zijn deze variabele kosten voor warmteproductie afgezet tegen het maximaal toegestane variabele warmtetarief volgens de NMDA-systematiek. De grafiek laat zien dat de variabele energiekosten voor dit warmteprofiel in de huidige situatie zonder kosten voor ETS2 en de bijmengverplichting al hoger liggen dan het maximaal door te berekenen variabele warmtetarief. Dit komt onder andere doordat in dit profiel een groot deel van het gasverbruik in het hoogste energiebelastingtarief valt. Daarnaast leiden netverliezen ertoe dat per geleverde GJ meer energie moet worden ingezet t.o.v. de gasreferentie die voor het maximumtarief wordt gebruikt, wat de effectieve kosten per GJ verhoogt. Voor dit warmteprofiel resulteert de warmtelevering daarmee in een negatieve variabele marge per geleverde GJ, waarbij de energiekosten hoger zijn dan de bijbehorende opbrengsten uit het variabele tarief.

Door de invoering van ETS2 en de bijmengverplichting voor groen gas komt de rentabiliteit van warmtenetten van dit profiel nog verder onder druk te staan. Figuur 5-13 laat zien dat de invoering van ETS2 en de bijmengverplichting het verschil tussen de maximale variabele inkomsten en de energiekosten verder vergroot. Hierdoor wordt de structurele spanning tussen de variabele kosten van warmteproductie en de maximaal toegestane variabele tariefruimte binnen de NMDA-systematiek alleen maar verder versterkt.

Figuur 5-13 Variabele energiekosten voor warmteproductie afgezet tegen het maximaal toegestane variabele warmtetarief (NMDA), in EUR/GJ geleverde warmte in 2028



Impact ten opzichte van andere factoren

Voor profiel 2 is de invloed van andere externe factoren op de brutomarge naar verwachting beperkt. Naast ETS2, de bijmengverplichting groen gas en de energiebelastingmaatregelen kunnen ook andere factoren de brutomarge beïnvloeden, zoals veranderingen in gasprijzen, warmteafzet of operationele kosten. In dit profiel werken de inschattingen van de mogelijke veranderingen in deze kostenfactoren voor de komende jaren echter minder sterk door dan in WKK-profielen. Hierbij zijn dezelfde veranderingen in de kostenfactoren gebruikt zoals in profiel 11a zijn en in Bijlage B zijn toegelicht, waarvan de resultaten in Figuur 5-14 zijn weergegeven.

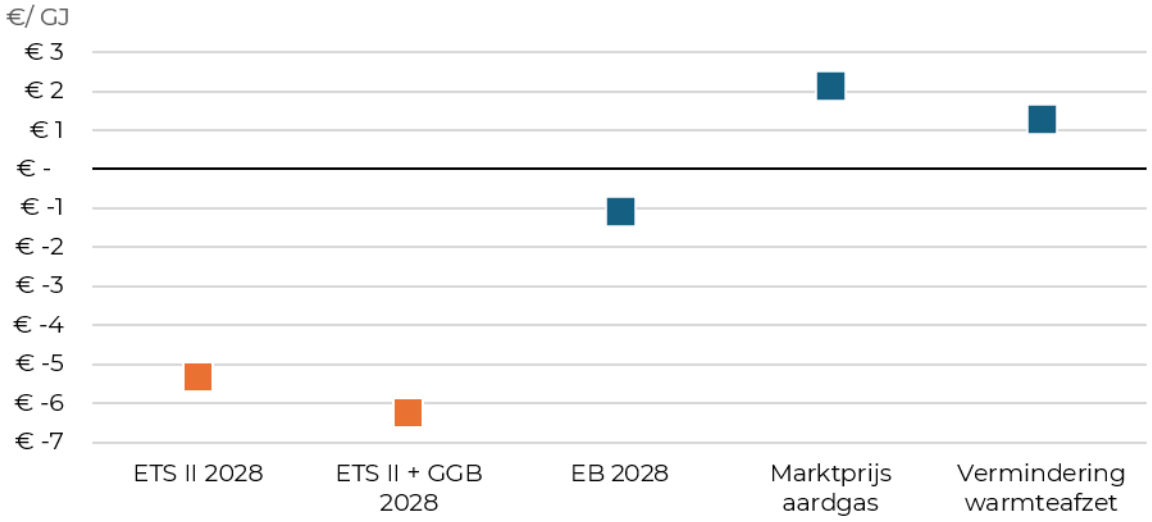
In tegenstelling tot profiel 11a speelt de ontwikkeling van de spark spread bij dit profiel geen rol. Dit profiel heeft geen WKK-installatie en produceert dus geen elektriciteit. Daardoor zijn er ook geen elektriciteitsopbrengsten die de variabele warmtekosten kunnen verlagen of juist kunnen tegenvallen. De brutomarge wordt hierdoor vooral bepaald door de ontwikkeling van de gas-, ETS2- en groengaskosten aan de kostenkant, en het warmtetarief aan de opbrengstenkant. Een belangrijke externe variabele die bij WKK-profielen sterk kan doorwerken in de brutomarge is hier dus niet aanwezig.

Een daling van de aardgasprijs heeft bij profiel 2 per saldo een positief effect op de brutomarge. Binnen de NMDA systematiek leidt een lagere gasprijs weliswaar tot een lager variabel maximumtarief, waardoor de warmteopbrengsten dalen. Tegelijkertijd dalen ook de brandstofkosten voor warmteproductie. Bij dit profiel werkt de daling van de gasprijs sterker door in de brandstofkosten per geleverde GJ dan in het maximumtarief, met name door warmteverliezen.

Een lagere warmteafzet heeft bij profiel 2 ook een effect op de brutomarge. In dit profiel liggen de variabele energiekosten per GJ in de berekening hoger dan de maximaal toegestane variabele opbrengsten. Bij een lagere afzet wordt daardoor minder warmte geproduceerd met een negatieve variabele marge.

Per saldo geldt dat voor profiel 2 de ontwikkeling van de brutomarge in veel sterkere mate wordt bepaald door beleidsmaatregelen dan door externe marktontwikkelingen. De invloed van factoren zoals gasprijsontwikkelingen en volumeveranderingen is relatief beperkt en leidt niet tot fundamenteel andere uitkomsten.

Figuur 5-14 Verandering brutomarge warmtelevering door ETS2 en GGB vs. impact van andere mogelijke ontwikkelingen (in €/GJ)

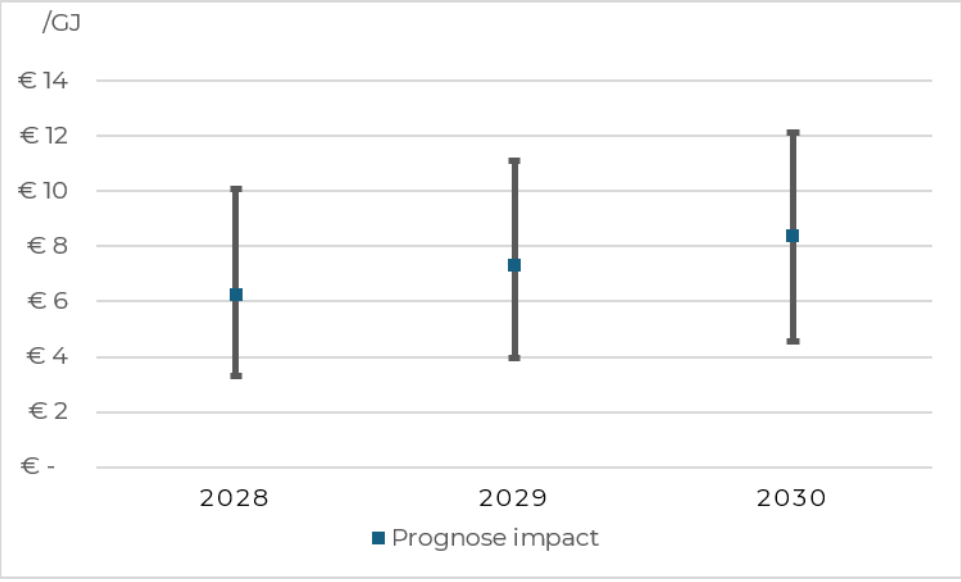


Sensitiviteitsanalyse

De kostenimpact van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas is op dit moment nog onzeker. Dit is ook zo beschreven in Tabel 4-1. Om deze onzekerheid te adresseren is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. In Figuur 5-15 is uitgegaan van een laag en hoog scenario voor ETS2 en groen gas (zie Tabel 4-1.

De analyse laat zien dat deze bandbreedte leidt tot een zeer uiteenlopende impact op de kosten van circa 3,5 €/GJ tot 10€/GJ in 2028. De grafiek onderstreept daarmee dat de financiële uitkomst sterk gevoelig is voor de ontwikkeling van ETS2 prijzen en de bijmengverplichting groen gas, en dat deze onzekerheid een extra complexiteit vormt voor de warmtebedrijven met dit type warmtenetten.

Figuur 5-15 Gevoeligheidsanalyse ETS2 en bijmengverplichting



Mogelijkheden voor mitigatie kostenverhoging

De mogelijkheden om de kostenimpact te mitigeren zijn voor profiel 2 beperkter dan voor profiel 11a. Waar bij profiel 11a nog enige flexibiliteit bestaat door de inzet van een WKK-installatie, ontbreekt deze bij profiel 2 volledig. De warmteproductie is uitsluitend gebaseerd op een gasketel, waardoor er geen mogelijkheid is om te sturen tussen verschillende productiemiddelen of aanvullende inkomsten te genereren via elektriciteitsproductie.

Ook de mogelijkheden om kosten door te berekenen zijn beperkt. Warmtebedrijven leveren bij dit type warmtenet vrijwel alle warmte aan huishoudens. Daardoor kunnen kostenstijgingen niet of nauwelijks worden doorgelegd aan grootverbruikers. Een groot deel van de kostenstijging komt daarmee direct ten laste van het warmtebedrijf.

Investeringen in efficiëntieverbetering zijn mogelijk, maar bij dit type vaak lastig rendabel te maken. Maatregelen zoals het reduceren van warmteverliezen of het verbeteren van de regelstrategie kunnen het gasverbruik verlagen. Door de beperkte schaal en het lage afzetvolume vallen de kosten per geleverde GJ echter relatief hoog uit. Hierdoor zijn dergelijke investeringen economisch niet altijd eenvoudig te onderbouwen, zeker wanneer de resterende exploitatieduur of toekomstige tariefsystematiek onzeker is.

Operationele kostenreductie blijft daarmee een van de weinige sturingsopties. Dit vertaalt zich, net als bij profiel 11a, in het uitstellen van onderhoud en het versoberen van servicecontracten, met bijbehorende risico's voor storingen en leveringszekerheid.

Mogelijkheden voor verduurzaming

De kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting vergroot de prikkel om aardgasverbruik te reduceren, maar het handelingsperspectief is bij profiel 2 op korte termijn zeer beperkt. In theorie kan de impact worden beperkt door aardgasgestookte warmteproductie te vervangen door duurzame bronnen, of door de warmtevraag en warmteverliezen te verlagen. In de praktijk zijn er ook voor dit profiel relatief weinig verduurzamingsmaatregelen die richting 2028 en 2030 technisch, ruimtelijk en economisch haalbaar zijn. Belemmeringen zijn vergelijkbaar met die beschreven bij profiel 11a.

Het handelingsperspectief is bij profiel 2 op enkele punten nog beperkter dan bij profiel 11a. Daarnaast speelt de beperkte schaal van deze netten een nog belangrijkere rol. Profiel 2 beschikt niet over een WKK-installatie, maar is volledig gebaseerd op gasketels. Elektrificatie is de meest voor de hand liggende verduurzamingsroute, maar niet altijd op korte termijn uitvoerbaar. Ook ruimtelijke inpassing vormt een belemmering. Binnen bestaande complexen is de beschikbare ruimte voor nieuwe installaties, zoals warmtepompen, buffers of transformatorvoorzieningen, vaak beperkt.

De beperkte schaal en eenvoudige technische configuratie maken de businesscase kwetsbaar. Netten in profiel 2 zijn vaak kleine hogetemperatuursystemen met gasketels. Door het lage warmtevolume vallen investeringskosten per aansluiting en per geleverde GJ hoog uit, terwijl de overstap naar duurzame bronnen vaak aanvullende aanpassingen vraagt aan temperatuurregime, regeltechniek, buffercapaciteit of afgiftesystemen. Ook hier geldt dat de kostenverhoging van ETS2 en de bijmengverplichting geen structurele verbetering voor de businesscase lijken te bieden. Bij invoering van de kostengebaseerde tariefsystematiek in fase 2 kunnen de meerkosten namelijk (gedeeltelijk) worden doorgerekend.

Maatregelen gericht op verliesvermindering bieden slechts beperkte verlichting. Optimalisatie van de inregeling en het verlagen van de retourtemperatuur kunnen bijdragen aan een efficiënter systeem, maar de potentie is beperkt doordat de netten klein zijn en de transportafstanden kort. Aanvullende maatregelen, zoals het na isoleren van leidingen, hebben daardoor relatief weinig effect en dus een langere terugverdientijd die door ETS2 en de bijmengverplichting slechts beperkt wordt verkort.

Impact op snelheid van verduurzaming

Voor profiel 2 leiden ETS2 en de bijmengverplichting naar verwachting niet tot een versnelling van verduurzaming op korte termijn. Net als bij profiel 11a geldt dat kostenverhogende maatregelen, zoals ETS2 en de bijmengverplichting, niet direct leiden tot een versnelling van de verduurzaming. De tijdelijke kostenverhoging zal niet tot een wezenlijke versnelling in de uitvoering leiden. De snelheid van verduurzaming in de warmtenetten van dit profiel wordt namelijk primair bepaald door technische haalbaarheid, schaal en investeringsruimte.

Voor profiel 2 geldt dat deze randvoorwaarden nog beperkter zijn dan bij profiel 11a. De combinatie van kleine schaal, beperkte financiële draagkracht en technische beperkingen maakt dat de mogelijkheden om op korte termijn over te stappen op duurzame alternatieven gering zijn. Tegelijkertijd leidt de verslechterde financiële positie tot minder beschikbare investeringsruimte, waardoor verduurzaming verder wordt bemoeilijkt.

Impact op strategische keuzes

De strategische focus verschuift door de combinatie van beperkte flexibiliteit, stijgende kosten en beperkte verduurzamingsopties eerder naar beheer, risicobeperking en selectieve optimalisatie dan naar groei. Warmtebedrijven zullen bij dit type net vooral sturen op leveringszekerheid, noodzakelijke vervangingen en beperkte efficiëntiemaatregelen, zoals optimalisatie van de ketelregeling, verlaging van retourtemperaturen of beperking van warmteverliezen. Grootschalige verduurzaming of uitbreiding ligt minder voor de hand zolang bronopties, netcapaciteit en financiering onzeker zijn. Door het beperktere handelingsperspectief van profiel 2 vergelijken met profiel 11a, zullen voor profiel 2 naar verwachting nog scherpere strategische afwegingen worden gemaakt dan bij profiel 11a.

Uitbreiding van dit type net wordt minder aantrekkelijk, mede door het effect op de overstapbereidheid van gebruikers. Als ETS2 en de bijmengverplichting geheel of gedeeltelijk doorwerken in het NMDA-tarief, kan het warmtetarief stijgen. Dit kan de bereidheid van gebruikers om over te stappen op een warmtenet verminderen, zeker wanneer warmte als relatief duur wordt ervaren ten opzichte van individuele alternatieven. Dit maakt uitbreiding van kleine gasketelnetten strategisch minder logisch.

Ten slotte kunnen de kosten voor ETS2 en de bijmengverplichting ertoe leiden dat bij warmtebedrijven met meerdere netten profiel 2 lager op de investeringsagenda komt te staan. Beschikbare investeringsmiddelen, technische expertise en projectcapaciteit zullen eerder worden ingezet op netten met grotere schaal, betere bronopties of een robuustere businesscase. De ETS2 en de bijmengverplichting verslechtert de rentabiliteit van netten van profiel 2 verder. In combinatie met het beperkte handelingsperspectief zal dit profiel vooral worden beheerd op continuïteit, terwijl structurele verduurzaming wordt uitgesteld tot zich een logisch natuurlijk moment of een betere lokale optie aandient.

5.3. Profiel 6

Profiel 6 betreft warmtenetten op wijkniveau in nieuwe gebiedsontwikkelingen vanaf de jaren 2000. De netten maken gebruik van een duurzame warmtebron, zoals biomassaketels of restwarmte, aangevuld met aardgasverbruik voor de piekvraag. Tabel 5-3 vat de belangrijkste kenmerken samen die zijn aangehouden in de verdiepende analyse voor profiel 6. Hierbij is uitgegaan van een biomassaketel voor de basislast.

Tabel 5-3 Warmteprofiel 6

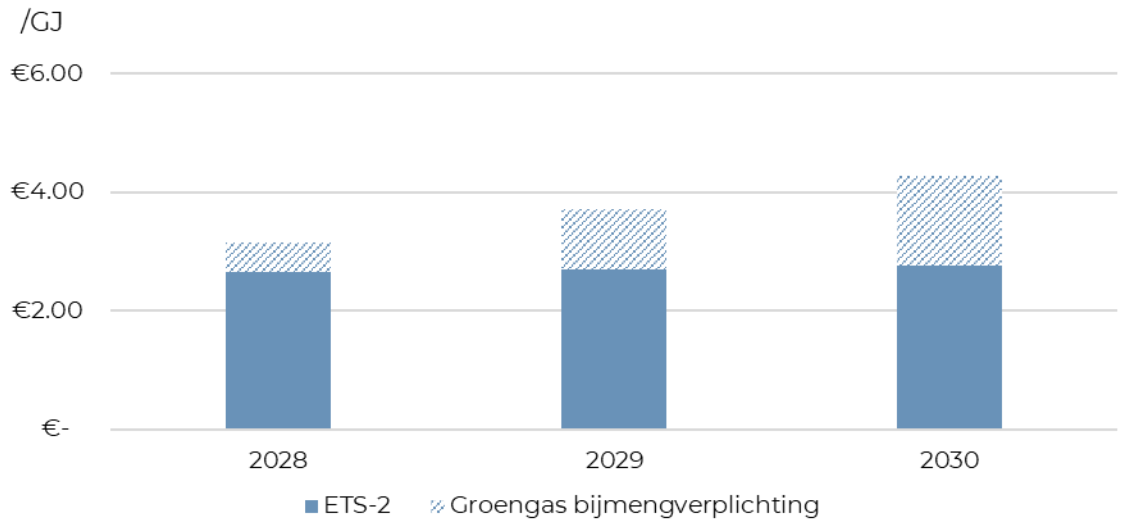
Kenmerken	
Basislast	Biomassaketel

Piek/middenlast	Aardgasketel
Grootte	1 000 aansluitingen
Aardgasverbruik	600 000 m^3
Aandeel kleinverbruik	50%
Temperatuurniveau	Hoge Temperatuur (90˚C)
Warmtelevering	45 000 GJ
Aandeel duurzame opwek	50%
CO_2-emissiefactor	45 kg CO_2/GJ
Aantal warmtenetten in profiel	9

Impact op kosten

De invoering van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas heeft impact op de kosten van dit warmteprofiel maar deze is beperkter dan voor profiel 11a en 2. ETS2 zorgt voor een stijging van 2,65 €/GJ in 2028 licht oplopend naar 2,8 €/GJ in 2030 ten opzichte van de huidige situatie. De kostenstijging inclusief de impact van de bijmengverplichting groen gas loopt op tot meerkosten van 3,1 €/GJ in 2028 tot 4,3 €/GJ in 2030. De figuur hieronder laat de impact per jaar zien.

Figuur 5-16 Impact van ETS2 en bijmengverplichting Profiel 6

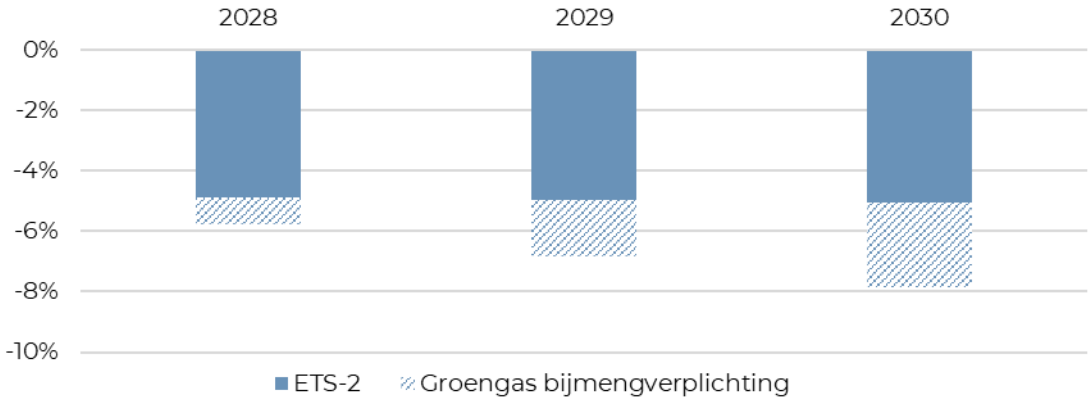


De kostenstijging vertaalt zich in absolute meerkosten van 62.500 euro in 2028 en 65.100 euro in 2030 voor de impact van ETS2. Inclusief de impact van de bijmengverplichting groen gas bedragen de meerkosten 75.000 euro in 2028 en 101.000 euro in 2030.

Impact op brutomarge

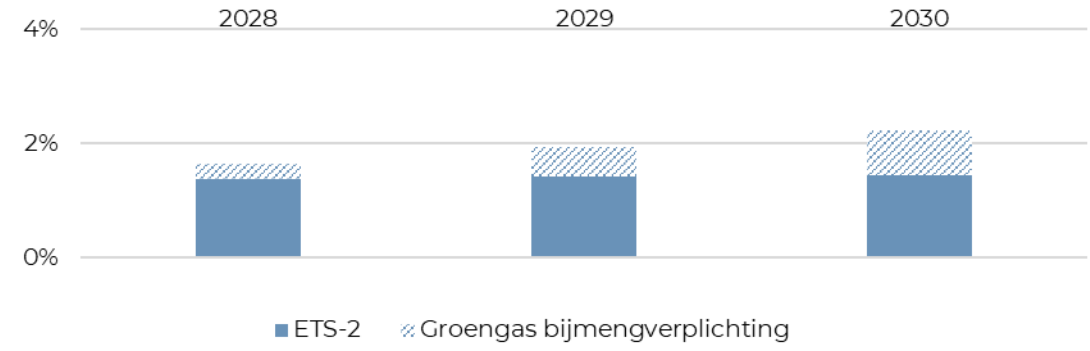
Als de impact van ETS2 niet wordt meegenomen in de vaststelling van het variabel maximale leveringstarief heeft de invoering van ETS2 een negatieve impact van rond de 5% op de brutomarge. Met de impact van groen gas bedraagt de negatieve impact 6% op de bruto marge in 2028, oplopend naar een negatieve impact van 8% in 2030.

Figuur 5-17 Impact op brutomarge Profiel 6, ETS2 niet in maximaal leveringstarief



Als de kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting in het variabele maximum leveringstarief—conform de huidige tariefsystematiek—wordt meegenomen, kan de stijging van het maximumtarief groter zijn dan de kostenstijging voor dit profiel. Dit komt doordat profiel 6 al deels duurzaam is en daardoor minder aardgas gebruikt dan de gasreferentie waarop het maximumtarief is gebaseerd. In dat geval kunnen de meerkosten door ETS2 en de bijmengverplichting volledig worden doorberekend in het leveringstarief van de warmtenetten van dit profiel. Het netto-effect op de brutomarge kan daardoor zelfs positief zijn, voor zover het warmtebedrijf het hogere tarief daadwerkelijk kan en mag hanteren en het rendement van het warmtebedrijf daar aanleiding toe geeft.

Figuur 5-18 Impact op brutomarge Profiel 6, ETS2 wel in maximaal leveringstarief

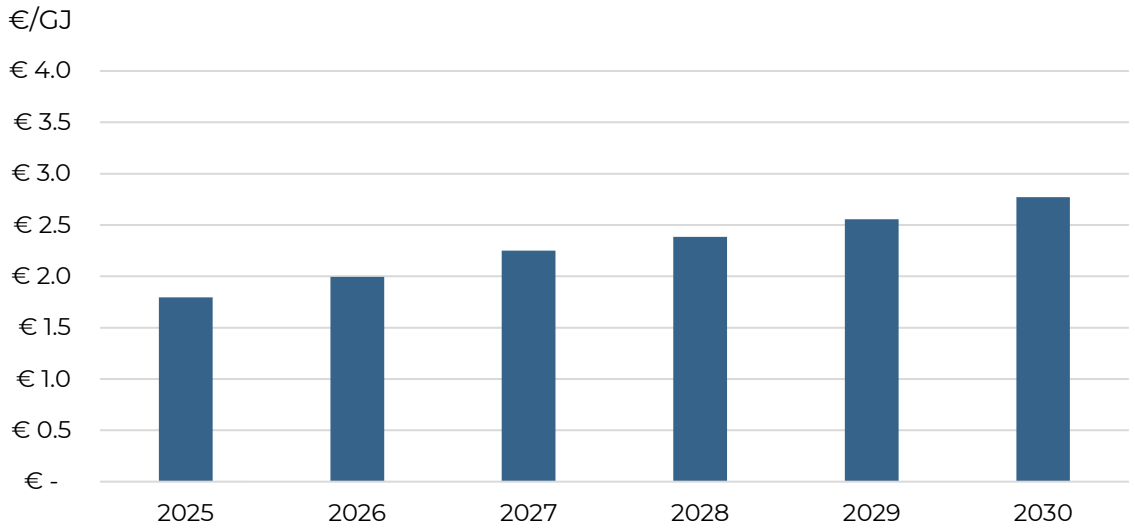


Impact van energiebelastingmaatregelen

Dit profiel ondervindt ook de impact van de EB-maatregelen. Het profiel wordt relatief zwaar geraakt doordat een groot deel van het gasverbruik in schijf 3 van de energiebelasting valt, waar de tariefstijging het sterkst is. De impact wordt wel gedempt doordat er voor 50% duurzame bronnen worden ingezet.

De meerkosten zullen de komende jaren toenemen met 2,4 €/GJ in 2028, oplopend tot 2,6 €/GJ in 2030. Deze impact komt bovenop de impact van de ETS2 en de bijmengverplichting groen gas. Het gecombineerde effect op de kosten bedraagt 5,6€/GJ in 2028 en 6,9 €/GJ in 2030. De netto-kostenstijging die de energiebelastingmaatregelen hebben op warmtenetten in dit profiel staan hieronder weergegeven.

Figuur 5-19 Impact van kostenstijging door energiebelastingstijging en aanpassing WKK-vrijstelling

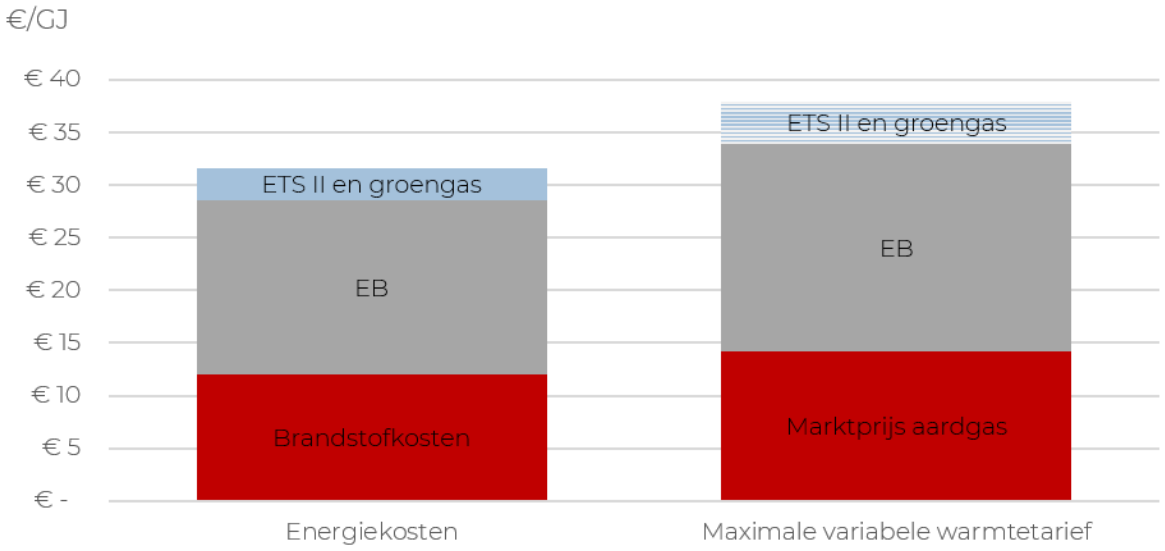


Warmteopbrengsten versus warmkosten

Door de invoering van ETS2 en de bijmengverplichting voor groen gas nemen de variabele energiekosten voor dit warmteprofiel toe. In de onderstaande grafiek zijn deze variabele kosten voor warmteproductie afgezet tegen het maximaal toegestane variabele warmtetarief volgens de NMDA-systematiek. De grafiek laat zien dat de variabele energiekosten voor dit warmteprofiel, in tegenstelling tot de profielen 11a en 2, onder het maximaal door te berekenen variabele warmtetarief blijven. Dit geldt zowel in de situatie waarin ETS2 en de bijmengverplichting groen gas wel, als wanneer deze niet worden meegenomen in het NMDA-tarief.

Dit komt doordat de variabele opbrengsten uit het warmtetarief in beginsel voldoende waren om de variabele energiekosten van warmteproductie te dekken. Voor dit type warmtenet is daarmee geen sprake van een negatieve variabele marge, zoals bij de volledig gasgedreven profielen. Daar staat tegenover dat dit type warmtenet wordt gekenmerkt door relatief hoge investeringskosten en daarmee een grotere afhankelijkheid van de dekking van vaste kosten en een voldoende afzetvolume.

Figuur 5-20 Variabele energiekosten voor warmteproductie afgezet tegen het maximaal toegestane variabele warmtetarief (NMDA), in EUR/GJ geleverde warmte in 2028



Impact ten opzichte van andere factoren

Voor profiel 6 is de invloed van andere externe factoren op de brutomarge wezenlijk anders dan profiel 2 en 11a. Net als bij profielen 2 en 11a spelen naast de impact van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas ook andere factoren een rol in de ontwikkeling van de brutomarge voor dit type warmtenet. Het grote verschil is echter dat de variabele kosten in dit profiel afhangt van biomassakosten in plaats van aardgaskosten in profielen 2 en 11a, en dat deze warmtenetten mogelijk subsidie ontvangen via de Stimulering Duurzame Energieproductie en Klimaattransitie (SDE++) of haar voorgangers. De SDE zijn exploitatiesubsidies die gedurende een begrensde periode, meestal 12 of 15 jaar, de onrendabele top van duurzame productie vergoeden. De impact van de verschillende factoren zijn in Figuur 5-21 weergegeven. De veranderingen in de marktprijs van aardgas en vermindering van warmteafzet zijn hetzelfde als in profielen 11a en 2 zoals in Bijlage B is toegelicht. Daarnaast toont Figuur 5-21 ook de impact van het einde van de SDE en stijging van de biomassaprijs.

Stijgingen in de aardgasprijs hebben voor profiel 6 slechts een beperkt positief effect op de brutomarge. Bij profiel 6 is het aandeel gas in de totale warmteproductie lager maar doordat ook de SDE++ subsidie direct gekoppeld is aan de aardgasprijs drukt dat het voordeel van dit net.

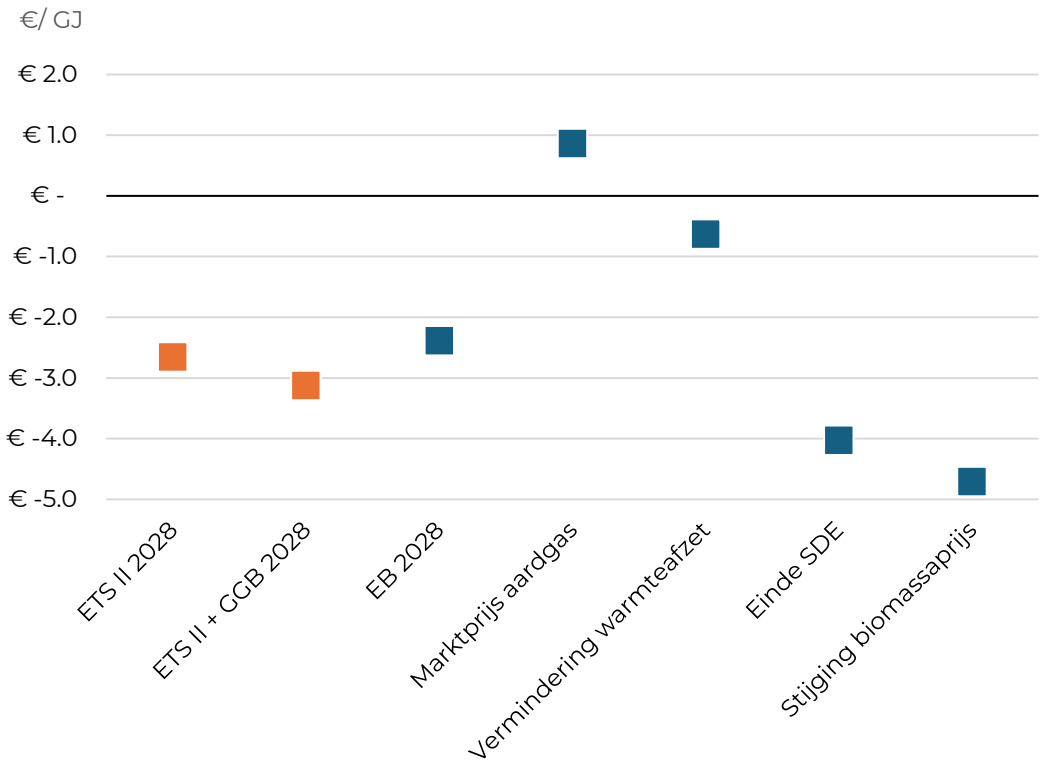
Een vermindering van de warmteafzet leidt in dit profiel wel tot een verslechtering van de brutomarge. Dit komt doordat de variabele productiekosten lager zijn dan de bijbehorende warmteopbrengsten. Een vermindering van de warmteafzet leidt dus direct tot minder netto-inkomsten.

Tegenover de lagere gevoeligheid voor aardgasgerelateerde factoren staat dat profiel 6 gevoeliger is voor ontwikkelingen rond biomassa[33]. De verwachte stijging van de biomassaprijs heeft in de analyse een substantiële negatieve impact op de brutomarge. Daarnaast heeft het aflopen van bestaande SDE-beschikkingen een relevante impact. Na afloop van deze subsidieperiode ontvangt de installatie geen subsidie meer voor de geproduceerde duurzame warmte, terwijl de exploitatiekosten, waaronder brandstofkosten voor biomassa, blijven doorlopen. Voor warmtenetten die in de eerdere jaren van de SDE zijn gerealiseerd, kan dit betekenen dat de subsidieperiode richting 2028 afloopt. Hierdoor neemt de opbrengst per geleverde GJ af en verslechtert de brutomarge.

Waar de financiële druk bij profiel 2 en 11 dus vooral voortkomt uit aardgasgerelateerde kosten, verschuift het risico bij profiel 6 naar de betaalbaarheid en subsidiestatus van de duurzame bronnenmix. Profiel 6 is daardoor minder kwetsbaar voor ETS2 en de bijmengverplichting groen gas die de aardgasprijs beïnvloeden. Dit betekent echter niet dat de brutomarge niet onder druk kan komen te staan de komende jaren.

[33] *Dit geldt voor alle warmtenetten in dit profiel met biomassa, wat het merendeel van de warmtenetten in dit profiel betreft. Voor warmtenetten o.b.v restwarmte is de SDE-subsidie veel minder bepalend voor de inzet.*

Figuur 5-21 Verandering brutomarge warmtelevering door ETS2 en GGB vs. impact van andere mogelijke ontwikkelingen (in €/GJ)

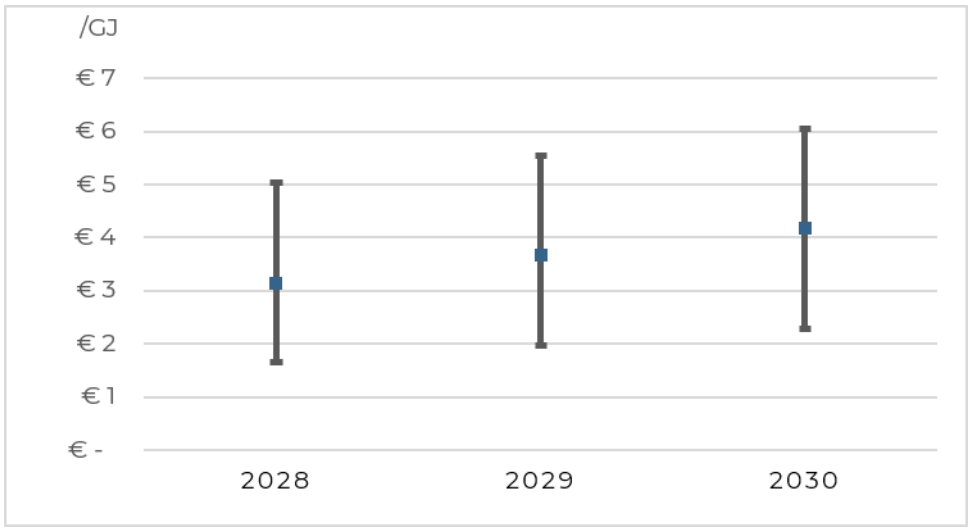


Sensitiviteitsanalyse

De kostenimpact van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas is op dit moment nog onzeker. Dit is ook toegelicht in Tabel 4-1. Om deze onzekerheid te adresseren is een gevoeligheidsanalyse uitgevoerd. In Figuur 5-22 is uitgegaan van een laag en hoog scenario voor ETS2 en groen gas.

De analyse laat zien dat deze bandbreedte leidt tot een variatie in de kostenimpact van circa 2 €/GJ tot 5 €/GJ. In het gunstige scenario blijft het effect beperkt tot een beperkte stijging van de kosten en een relatief geringe impact op de brutomarge, terwijl in het ongunstige scenario de brutomarge merkbaar onder druk kan komen te staan.

Figuur 5-22 Gevoeligheidsanalyse ETS2 en bijmengverplichting



Mogelijkheden voor mitigatie kostenverhoging

De mogelijkheden om de kostenimpact te mitigeren zijn in principe groter bij dit type warmtenet dan bij de andere profielen. De impact van kostenverhogingen kan binnen dit profiel deels worden gemitigeerd door de inzet van de bronnenmix te optimaliseren. In tegenstelling tot volledig de gasgedreven netten (profiel 2 en 11), kan door het verhogen van de inzet van de duurzame bron. Dit effect is met name relevant in situaties waarin duurzame bronnen nog niet volledig worden benut of waar operationele optimalisatie mogelijk is. De productie-inzet zal echter al geoptimaliseerd zijn op brandstofprijzen en SDE-inkomsten, waardoor de duurzame bron (biomassaketel of restwarmte) al zoveel mogelijk wordt ingezet. De kostenverhogingen door ETS2 en bijmengverplichting groen gas zullen hier beperkt invloed op hebben. Er is daarom beperkt ruimte om de huidige inzet van de aardgas- en biomassaketels verder te optimaliseren en op deze manier kosten te vermijden.

Een belangrijk verschil met profiel 2 en 11a is dat circa 50% van de warmte wordt geleverd aan zakelijke afnemers. Dit biedt meer mogelijkheden om kostenstijgingen contractueel (deels) door te berekenen dan bij netten die voornamelijk huishoudens bedienen. Dit vergroot de flexibiliteit in de omgang met kostenstijgingen.

Mogelijkheden voor verduurzaming

De verduurzamingsopgave voor profiel 6 is minder groot dan voor profiel 2 en 11, doordat een significant deel van de warmteproductie al duurzaam is ingevuld. Hierdoor ligt de nadruk minder op een volledige transitie en meer op het optimaliseren en uitbreiden van bestaande duurzame bronnen. De aanwezigheid van een deels duurzame infrastructuur maakt deze stappen in theorie beter uitvoerbaar dan bij kleinere volledig gasgedreven netten.

Tegelijkertijd geldt dat de resterende verduurzamingsstappen vaak complexer en kostbaarder zijn. Met name de vervanging of verduurzaming van de piekvoorziening vormt een uitdaging, aangezien deze installaties relatief weinig draaiuren maken maar wel essentieel zijn voor de leveringszekerheid. Alternatieven voor gasgestookte piekvoorziening zoals warmtebuffers en e-boilers zijn op deze schaal vaak technisch complex en/of economisch minder aantrekkelijk.

De tijdelijke kostenprikkel vanuit ETS2 en de bijmengverplichting verbetert de businesscase voor verdere verduurzaming slechts beperkt. De maatregelen maken aardgasgestookte piekproductie duurder en vergroten daarmee de prikkel om aardgasverbruik verder te reduceren. Tegelijkertijd is deze prikkel onzeker en mogelijk tijdelijk, mede door de overgang naar kostengebaseerde tariefregulering. Bovendien verandert de prikkel niets aan de onderliggende projectkenmerken, zoals lage draaiuren, hoge beschikbaarheidseisen, benodigde investeringen, ruimtelijke inpassing en beschikbare netcapaciteit.

Beperkingen zoals netcapaciteit, ruimtelijke inpassing en benodigde investeringen spelen ook bij dit profiel een rol, maar zijn door de grotere schaal en bestaande infrastructuur in sommige gevallen beter beheersbaar dan bij profiel 2. Dit betekent dat het handelingsperspectief niet ontbreekt, maar dat verdere verduurzaming vooral afhankelijk is van lokale omstandigheden, beschikbare bronnen en de economische haalbaarheid van de resterende maatregelen.

Impact op snelheid van verduurzaming

Voor profiel 6 geldt dat de noodzaak tot verdere verduurzaming minder urgent is dan bij profiel 2 en 11. De kostenimpact is relatief beperkt, omdat slechts een klein deel van de warmteproductie aardgasgestookt is. Daardoor is ook de aanvullende financiële prikkel om het aardgasgebruik te verminderen kleiner dan bij volledig gasgedreven profielen.

Veel van de relatief eenvoudige verduurzamingsstappen zijn bij dit type net al gezet. Verdere verduurzaming richt zich vooral op de resterende fossiele inzet, zoals piek en back up capaciteit. Deze stappen vragen vaak hogere investeringen en leveren per geïnvesteerde euro minder emissiereductie op dan de eerste verduurzamingsstappen. Hierdoor is het aannemelijk dat de

snelheid van verdere verduurzaming bij dit type netten lager ligt en meer afhankelijk is van lange termijn optimalisatie dan van acute kostenprikkels.

De snelheid van verdere verduurzaming hangt daarom vooral af van langetermijnoptimalisatie en lokale mogelijkheden, niet van de acute kostenprikkel door ETS2 en de bijmengverplichting. Hierbij kan gedacht worden aan uitbreiding van bestaande duurzame bronnen, koppeling met andere netten, benutting van restwarmte, opslag, verlaging van het temperatuurregime of verdere reductie van warmteverliezen.

Impact op strategische keuzes

De strategische keuzes voor warmtenetten in profiel 6 worden in beperkte mate beïnvloed door de impact van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas. Deze maatregelen werken vooral door op het gasgestookte deel van de productie, met name de piekvoorziening, en hebben daardoor een relatief beperkte invloed op de totale kostenstructuur van het net.

De belangrijkste strategische vraag is hoe de toekomstige bronnenmix wordt ingericht. Bij netten met biomassa kunnen het aflopen van SDE++ subsidie, veranderende biomassaprijzen en onzekerheid over maatschappelijk en politiek draagvlak ertoe leiden dat biomassa anders wordt ingezet dan nu. Biomassa kan bijvoorbeeld minder aantrekkelijk worden als basislastbron en verschuiven naar een rol als piek of back up voorziening, of op termijn worden vervangen door andere duurzame bronnen. Daardoor gaat de strategische afweging niet alleen over het reduceren van aardgasgebruik, maar ook over de toekomstige rol van bestaande duurzame bronnen.

Verdere reductie van aardgasgebruik blijft vooral afhankelijk van lokale uitvoerbaarheid. Alternatieven zoals elektrificatie, uitbreiding van duurzame bronnen, opslag of koppeling met andere netten vragen infrastructuur, investeringsruimte, ruimtelijke inpassing en realisatietijd. ETS2 en de bijmengverplichting kunnen deze opties relatief aantrekkelijker maken, maar nemen deze randvoorwaarden niet weg.

Per saldo leiden ETS2 en de bijmengverplichting voor profiel 6 vooral tot geleidelijke bijsturing van de bronstrategie, niet tot een fundamentele strategiewijziging. De maatregelen versterken de prikkel om het resterende aardgasgebruik te beperken en de bronnenmix verder te optimaliseren, maar zijn naar verwachting geen dominante factor in grootschalige investeringsbeslissingen of de langetermijnpositionering van deze warmtenetten.

5.4. Discussie impact profielen in sectorperspectief

ETS2 leidt voor het merendeel van de warmtenetten tot meer tariefruimte dan werkelijke kostenstijging. Dit komt doordat ETS2 via twee kanalen werkt. Het eerste kanaal raakt alle warmtenetten: via de gasreferentieprijs stijgt het wettelijk maximumtarief met circa 3,41 €/GJ bij een ETS2-prijs van 59 €/tCO_2 in 2028. Het tweede kanaal raakt alleen netten die zelf onder ETS2 vallen en fossiele brandstoffen gebruiken: voor deze netten stijgen ook de productiekosten, maar de mate van impact verschilt sterk per type installatie en bronnenmix. Voor de meeste warmtenetten zijn de werkelijke ETS2-kosten lager dan de stijging van het maximumtarief, omdat zij niet onder ETS2 vallen. Indien deze netten binnen de ruimte van het redelijk rendement kiezen hun tarief te verhogen, kunnen de kosten voor huishoudens stijgen, ook wanneer de productiekosten van het warmtebedrijf zelf niet zijn gestegen.

Hoewel het merendeel van de warmtenetten niet wordt geraakt door ETS2, geldt voor een deel van de netten dat de kostenstijging niet volledig kan worden opgevangen binnen de ruimte van het maximumtarief. Voor 75% van de warmtelevering via warmtenetten geldt dat de netten onder ETS1 vallen en daardoor buiten de reikwijdte van ETS2 blijven. Voor 10% van de warmtelevering wordt geen aardgas gebruikt, waardoor ze niet geraakt door de hogere gasprijzen als gevolg van ETS2, en de effecten nul zijn. Voor de resterende 15% van de warmtelevering, die wel onder ETS2 valt en aardgas gebruikt, stijgen de kosten. Binnen deze groep geldt echter dat voor een paar netten de kostenstijging beperkt blijft of kan worden opgevangen. Alleen voor 6,9% van de totale

warmtelevering via warmtenetten stijgen de kosten meer dan de inkomsten, wat leidt tot een daling van de brutomarge. De zwaarst getroffen profielen zoals profiel 10, 11a en 12a lopen de gecombineerde meerkosten op tot circa 10 €/GJ in 2028.

Juist de warmtenetten die het moeilijkst te verduurzamen zijn worden het zwaarst geraakt, wat netten met beperkte schaal en substantiële technische en ruimtelijke beperkingen betreft. Kleine gasgestookte netten zoals profiel 11a en profiel 2 worden gekenmerkt door beperkte schaal, netcongestie en ruimtelijke beperkingen die verduurzaming op korte termijn onrealistisch maken. Voor profiel 11a geldt bovendien dat de huidige emissiefactor van circa 90 kg CO_2 per GJ ver boven de CO_2-norm van 25 kg per GJ in 2030 ligt, wat aangeeft hoe groot de verduurzamingsopgave al is. De kostenprikkel van ETS2 en de bijmengverplichting versnelt deze verduurzaming niet. In plaats daarvan verkleint de verslechterende financiële positie juist de investeringscapaciteit die nodig is om die slag te maken.

Een deel van deze netten is bovendien al onevenredig hard geraakt door recente energiebelastingstijgingen, waardoor de financiële positie reeds onder druk stond vóór invoering van deze maatregelen. Voor profiel 11a bedragen de meerkosten door energiebelastingmaatregelen al 6,2 €/GJ in 2028, oplopend tot 8,9 €/GJ in 2030. Voor profiel 2 komen daar nog eens 1,1 €/GJ bij. De variabele energiekosten lagen voor beide profielen al vóór invoering van ETS2 boven het maximaal toegestane variabele tarief. ETS2 en de bijmengverplichting vergroten dit structurele tekort verder, waardoor elke geleverde GJ warmte een negatieve variabele marge oplevert.

Warmtebedrijven houden deze netten in stand door te middelen binnen hun portfolio, waarbij verliezen op individuele netten worden gecompenseerd door beter presterende netten. Dit verklaart waarom deze netten ondanks de negatieve variabele marges nog in stand worden gehouden. Deze middeling kent echter grenzen: warmtebedrijven opereren als geheel met beperkte marges, waardoor de ruimte om structureel verlieslatende netten te blijven ondersteunen afneemt.

Warmtebedrijven geven expliciet aan dat het meenemen van ETS2 en de bijmengverplichting groen gas in het warmtetarief een randvoorwaarde is om deze middeling te kunnen blijven toepassen. Zonder deze mogelijkheid komt de financiële houdbaarheid van individuele netten onder druk te staan. Op de langere termijn, wanneer onder Fase 2 van de Wet collectieve warmte wordt overgestapt op kostengebaseerde tarieven, vervalt de mogelijkheid om verliezen op individuele netten te middelen binnen een portfolio. Tegelijkertijd bieden kostengebaseerde tarieven, mits ETS2-kosten en bijmengkosten expliciet worden meegenomen in de tariefmethodiek, elk net de mogelijkheid om de werkelijke kosten volledig door te berekenen.

De effecten van ETS2 en de bijmengverplichting op de businesscase voor verduurzaming verschillen op de korte en lange termijn, en hangen op de lange termijn sterk af van hoe de tariefregulering onder Fase 2 wordt vormgegeven. Op de korte termijn is de verduurzamingsprikkel het sterkst voor netten die hun fossiele kosten niet volledig kunnen doorberekenen. Op de korte termijn is de verduurzamingsprikkel het sterkst voor netten die hun fossiele kosten niet volledig kunnen doorberekenen. Tegelijkertijd kunnen juist deze netten vaak niet snel genoeg verduurzamingsstappen zetten, omdat alternatieve bronnen, elektrificatie, netverzwaring, vergunningen en investeringsbesluiten doorgaans een langere doorlooptijd hebben dan de periode tot 2028 en 2030. Op de lange termijn geldt dat als ETS2-kosten volledig kunnen worden doorberekend in kostengebaseerde tarieven, de financiële prikkel om te verduurzamen verdwijnt omdat warmtebedrijven hun fossiele kosten blijven verhalen op consumenten.

6. Conclusies

ETS2 en de bijmengverplichting groen gas verhogen het maximumtarief voor warmtelevering aan huishoudens via een warmtenet, ongeacht de warmtebron van het net waarop zij zijn aangesloten. Het maximumtarief stijgt met circa 0,58 €/GJ per €10 ETS2-prijs per ton CO_2, wat bij een verwachte ETS2-prijs van 59 €/tCO_2 neerkomt op een stijging van circa 3,41 €/GJ. Door de bijmengverplichting groen gas komt daar nog eens 0,61 €/GJ bovenop, waardoor de stijging van het maximumtarief door beide instrumenten uitkomt op 4,02 €/GJ. Warmtenetten kunnen vervolgens hun leveringstarief verhogen tot dit nieuwe maximum, ongeacht of hun werkelijke productiekosten zijn gestegen, zolang dit binnen het kader van het redelijk rendement blijft dat door het ACM is vastgesteld.

Slechts 15% van de warmtelevering door warmtenetten zullen extra kosten door ETS2 en de bijmengverplichting ondervinden. Van de totale warmtelevering aan huishoudens in 2023 valt namelijk 75% onder ETS1 en 25% zal naar verwachting onder ETS2 vallen wanneer dit systeem in 2028 van start gaat. Van deze 25% is 10% volledig duurzaam en gebruikt geen aardgas, waardoor ook deze netten geen kostenstijging ondervinden als gevolg van ETS2. De bijmengverplichting groen gas is van toepassing op dezelfde doelgroep als ETS2, oftewel netten die volledig onder ETS1 vallen of geen aardgas gebruiken. 85% van de warmtelevering ondervindt dus geen kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting.

Het maximumtarief zal dus door ETS2 en de bijmengverplichting harder stijgen dan de kosten die het overgrote deel van de warmtenetten door deze twee instrumenten zal ondervinden. De gemiddelde kostenstijging voor de sector als geheel bedraagt slechts 0,16 €/GJ, ver onder de verwachte verhoging van het maximumtarief van 4,02 €/GJ. Dit komt doordat 85% van de warmtelevering niet onder ETS2 valt en daardoor geen kostenstijging ondervindt, terwijl het maximumtarief voor de gehele sector wel stijgt via de gasreferentieprijs. Zolang deze netten binnen het kader van het redelijk rendement en nieuwe maximumtarief blijven, kunnen ze een hoger leveringstarief hanteren dan waarmee hun werkelijke kosten door ETS2 en de bijmengverplichting zijn gestegen.

Binnen de groep netten die wél onder ETS2 vallen, verschillen de effecten sterk. Voor 7,6% van deze netten blijft de kostenstijging onder de verwachte verhoging van het maximumtarief. Dit deel van de netten hun kosten door ETS2 en de bijmengverplichting volledig door kunnen berekenen in hun leveringstarieven. Maar voor 6,9% van de warmtelevering—met name kleinere netten die volledig op aardgas draaien met een WKK-gasmotor—zijn de meerkosten 4-8 €/GJ hoger dan de stijging van het maximumtarief. De meerkosten voor de zwaarst getroffen netten lopen zelfs op tot circa €9 à €10 per GJ in 2028, meer dan twee keer de stijging van het maximumtarief. Dit is de maximale kostenimpact als deze warmtenetten hun bedrijfsvoering niet aanpassen.

De warmtenetten die het zwaarst worden getroffen door ETS2 en de bijmengverplichting lijken op korte termijn slechts beperkte mogelijkheden te hebben om deze kosten te verminderen. De warmtenetten die het hardst worden geraakt zijn kleine gasgestookte netten. Deze netten worden gekenmerkt door een beperkt handelingsperspectief vanwege een beperkte schaal, netcongestie en ruimtelijke beperkingen die verduurzaming op korte termijn onrealistisch maken. Ook zijn de mogelijkheden om kosten deels door te berekenen aan grootverbruikers beperkt, omdat het overgrote deel of zelfs de gehele warmtelevering aan huishoudens is, wat dus gereguleerd is door het maximumtarief. Kostenbesparingen op beheer en onderhoud kunnen op korte termijn verlichting bieden, maar vergroten de operationele risico's.

Deze zwaarst getroffen netten staan bovendien al onder druk door andere beleidsmaatregelen en hebben weinig ruimte om de kostenstijging op te vangen. Door de cumulatie met energiebelastingmaatregelen kan het totale kosteneffect voor kleinere WKK-gasmotornetten oplopen tot meer dan €15 per GJ in 2028. De variabele energiekosten liggen voor sommige van deze

netten zelfs structureel boven het maximaal toegestane variabele tarief, waardoor elke geleverde GJ warmte al een negatieve variabele marge oplevert. Hoewel ETS2 op de langere termijn de businesscase voor verduurzaming kan versterken, staan voor deze netten op kortere termijn praktische belemmeringen in de weg. Tegelijkertijd verslechteren de ETS2-kosten en van de bijmengverplichting de financiële positie van deze warmtenetten en wordt de investeringsruimte die voor verduurzaming nodig is verder verkleint.

Door het uniforme maximumtarief in de huidige systematiek neemt de ongelijkheid tussen de warmtenetten door de ETS2-kosten en de bijmengverplichting groen gas dus uiteindelijk toe. De meerderheid van de warmtesector kan namelijk hun leveringstarieven meer verhogen dan hun kostenstijging door ETS2 en de bijmengverplichting. Tegelijkertijd kan een kleine groep netten hun leveringstarieven niet dusdanig verhogen dat het hun extra kosten door ETS2 en de bijmengverplichting dekt. Sommige warmtebedrijven kunnen dit laatste nu opvangen door te middelen binnen hun portfolio: verliezen op individuele netten worden gecompenseerd door beter presterende netten elders. Die strategie werkt zolang het portfolio voldoende gezond is, maar de cumulatieve kostendruk door energiebelasting, ETS2 en de bijmengverplichting samen maakt die ruimte steeds kleiner. Niet elk warmtebedrijf heeft bovendien een breed genoeg portfolio om te kunnen middelen.

Naast de effecten op warmtebedrijven heeft ETS2 ook gevolgen voor huishoudens, maar deze hangen sterk af van de keuzes die warmtebedrijven maken over hun tarieven. Anders dan bij een individuele gasketel, waarbij de energierekening direct meebeweegt met het gasverbruik, stijgt het maximumtarief voor warmtenetten via de gasreferentieprijs ongeacht de werkelijke bronnenmix. Alleen wanneer warmtebedrijven hun tarief daadwerkelijk verhogen tot het nieuwe maximum, stijgen de kosten voor huishoudens. Afhankelijk van hoe de stijging van het maximumtarief zich verhoudt tot de hogere kosten voor huishoudens met een individuele gasketel, hoeft de financiële prikkel om over te stappen van een cv-ketel naar een warmtenet niet per se te verbeteren. Huishoudens kunnen reageren door minder warmte te verbruiken of zich in sommige gevallen los te koppelen van het warmtenet, maar de belangrijkste verduurzamingsprikkel van ETS2 voor warmtenetten ligt bij de warmtenetten zelf.

ETS2 en de bijmengverplichting creëren op de korte en lange termijn verschillende prikkels voor verduurzaming, afhankelijk van hoe het maximumtarief nu en kostengebaseerde tarieven onder de Wcw straks worden vormgegeven. Voor de hardst geraakte netten geldt dat ETS2 en de bijmengverplichting op de korte termijn vooral leiden tot extra kostendruk, terwijl concrete mogelijkheden voor verduurzaming voor kleinere netten vaak beperkt zijn. ETS2 en de bijmengverplichting voegen dus niet zozeer een ontbrekende prikkel toe, maar verhogen vooral de kosten zolang verduurzamingsalternatieven nog niet realiseerbaar zijn. Op de lange termijn zal de overgang naar kostengebaseerde tarieven onder de Wet collectieve warmte de tariefstructuur veranderen. Afhankelijk van de exacte vormgeving van die tarieven kan de businesscase voor verduurzaming er dan anders uitzien. De aanvullende prikkel die ETS2 nu creëert om te verduurzamen, lijkt onder een kostengebaseerd stelsel niet op dezelfde manier door te gaan werken.

Bijlage A Warmtenetprofielen

Tabel 6-1 Profielen van warmtenetten met warmtelevering aan kleinverbruikers

	% warmtelevering kleinverbruikers	Aantal aansluitingen	ETS2 kostenstijging 2028 (€/GJ)	ETS2 en GGB kostenstijging 2028 (€/GJ)
P1: 0% aardgas	10%	63773	0.00	0.00
P2: 100% aardgas (100.000 m3), geen WKK	1%	7813	5.31	6.25
P3: 50% aardgas (100.000 m3), geen WKK	1%	6226	2.65	3.12
P4: 20% aardgas (100.000 m3), geen WKK	2%	14730	1.06	1.25
P5: 100% aardgas (600.000 m3), geen WKK	0.5%	2892	5.31	6.25
P6: 50% aardgas (600.000 m3), geen WKK	2%	8645	2.65	3.12
P7: 20% aardgas (600.000 m3), geen WKK	9%	41539	1.06	1.25
P8: 50% aardgas (6.000.000 m3), geen WKK	8%	42834	0.00	0.00
P9: 20% aardgas (30.000.000 m3), geen WKK	10%	3323	0.00	0.00
P10: 100% aardgas (600.000 m3), gasmotor	1%	7921	0.00	0.00
P11a: 100% aardgas (2.000.000 m3), gasmotor, klein net	2%	16692	7.96	9.37
11b: 100% aardgas (2.000.000 m3), gasmotor, klein net	0.2%	10320	7.96	9.37
P12a: 100% aardgas (4.000.000 m3), gasmotor, groot net	1%	85099	0.00	0.00
12b: 100% aardgas (4.000.000 m3), gasmotor, groot net	2%	126042	7.96	9.37
P13a: 50% aardgas (4.000.000 m3), gasmotor	1%	9525	0.00	0.00
13b: 50% aardgas (4.000.000 m3), gasmotor	1%	882	3.98	4.68
P14: 100% aardgas (30.000.000 m3), gasmotor	4%	5903	0.00	0.00
P15: 100% aardgas (30.000.000 m3), STEG	2%	10997	0.00	0.00
P16: 100% aardgas (100.000.000 m3), STEG	20%	14648	0.00	0.00
P17: 50% aardgas (100.000.000 m3), STEG	23%	27871	0.00	0.00

Bijlage B Aannames kostprijsfactoren

Voor de verdiepende analyses zijn de veranderingen op de brutomarge doorgerekend als gevolg van indicatieve veranderingen in andere kostenfactoren per profiel. De weergegeven veranderingen per kostenfactor zijn puur ter indicatie en zijn gebaseerd op grove aannames. Hieronder staat per kostenfactor een toelichting op de aangenomen veranderingen en achterliggende aannames:

Marktprijs aardgas: Verschil tussen de marktprijs aangehouden in de maximumtariefberekening van ACM in 2026 en de afgeleide aardgasprijs vanuit het KEV PBL in 2028. Dit betekent een verlaging van de marktprijs van 0,14 €/m^3. Het maximumtarief en daarmee de opbrengst, zal hierdoor afnemen met 4,8 €/GJ. In hoeverre de kosten worden beïnvloed is per warmteprofiel afhankelijk van het aandeel van aardgas in de warmteopwekking en de efficiëntie van de productie-installaties.

Spark spread: Dit is het prijsverschil tussen de marktwaarde van opgewekte elektriciteit en de variabele kosten van de aardgasinput die nodig is om die elektriciteit te produceren. Een gunstige spark spread heeft een positieve impact op de opbrengsten en brutomarge van een WKK. Op basis van het EMF (*electricity market forecast*) model van BlueTerra verwachten wij een daling van de elektriciteitsinkomsten voor warmtevraaggestuurde WKK's met 50 €/MWh, mede door de verdere introductie van duurzame elektriciteitsproductie.

Vermindering warmteafzet: Voor de warmteafzet nemen we in onze analyse aan dat deze 33 GJ per huishouden bedraagt. In de praktijk verschilt het jaarlijkse warmteverbruik sterk per huishouden en per warmtenet. Door klimaatverandering, isolatie en andere verduurzamingsmaatregelen is de verwachting dat de gemiddelde warmteafzet per aansluiting op termijn zal dalen. Om de gevoeligheid voor deze factor te tonen, nemen we aan dat de warmtevraag met 10% afneemt.

In de regel gold voor warmtenetten dat meer warmteafzet gunstig was voor de rentabiliteit, omdat vaste kosten over meer GJ konden worden verdeeld. Door stijgende variabele kosten gaat dit echter niet meer automatisch op. Als de variabele kostprijs per GJ hoger is dan het variabele warmtetarief, kan extra afzet de marge juist verslechteren. Het netto effect is daarom profielspecifiek.

Einde SDE: Voor diverse biomassacentrales verloopt de SDE in de komende 5 jaar. Op basis van een inschatting van de subsidiehoogte en de huidige marktprijs voor aardgas nemen we aan dat de subsidie 0,02 €/kWh geproduceerde warmte bedraagt. Dit vertaalt zich naar 5,6 €/GJ geproduceerde warmte met een biomassaketel. Het einde van de SDE zou voor een warmtenetten op biomassa een vermindering van de brutomarge betekenen.

Biomassaprijs: Verwachting is een toenemende vraag naar biomassa voor verschillende toepassingen. Als indicatieve verandering is aangehouden dat de biomassaprijs met 20 €/ton stijgt en daarbij gaan we uit van een energie-inhoud van 15 GJ/ton. Dit leidt tot een kostenstijging die niet gecompenseerd wordt in de maximumtarieven.

Bijlage C impact bijmengverplichting groen gas

In de berekening van de ETS2 impact is rekening gehouden met de bijmengverplichting groen gas. De bijmengverplichting leidt ertoe dat een deel van de gasmix binnen de ETS2 doelgroep uit groen gas bestaat. Omdat dit deel geen fossiele CO_2 emissies veroorzaakt, is de ETS2 kostenimpact gecorrigeerd voor het aandeel groen gas in de gasmix. Om dit te bepalen is de indicatieve hoeveelheid groen gas bepaald die vereist is volgens de bijmengverplichting. Op basis daarvan is het percentage groen gas in de aardgasmix voor ETS2 bepaald. Zie onderstaande tabel.

	2028	2029	2030	Bron
Hoeveelheid groen gas (indicatie)	0,23	0,35	0,53	Wetsvoorstel bijmengverplichting groen gas (pagina 21)
Aardgasverbruik doelgroep (ETS2)	15,4	15,1	14,8	Meerkosten en impact bijmengverplichting groengas (CE Delft, 2024) pagina 11
Percentage GG voor doelgroep	1,5%	2,3%	3,6%	

Bijlage D Geraadpleegde partijen

De onderstaande partijen zijn gedurende dit onderzoek geraadpleegd via interviews of een schriftelijke vragenlijst:

- Eneco
- Vattenfall
- Ennatuurlijk



Trinomics B.V.
Mauritsweg 44
3012 JV Rotterdam
Nederland

T +31 (0) 10 3414 592
http://www.trinomics.eu/: 56028016
VAT n°: NL8519.48.662.B01